

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE
M. Ing.

PAR
Jeffrey MEZQUITA

CONTRÔLE SECONDAIRE COORDONNÉ DE TENSION DES RÉSEAUX
ÉLECTRIQUES

MONTREAL, LE 18 SEPTEMBRE 2013

©Tous droits réservés, Jeffrey Mezquita, 2013

©Tous droits réservés

Cette licence signifie qu'il est interdit de reproduire, d'enregistrer ou de diffuser en tout ou en partie, le présent document. Le lecteur qui désire imprimer ou conserver sur un autre media une partie importante de ce document, doit obligatoirement en demander l'autorisation à l'auteur.

PRÉSENTATION DU JURY
CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ
PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Pierre Jean Lagacé, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Maarouf Saad, codirecteur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M^{me} Lyne Woodward, présidente du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M^{me} Dalal Asber, membre du jury
Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 6 SEPTEMBRE 2013

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

L'auteur du présent mémoire aimerait remercier les professeurs Maarouf Saad et Pierre Jean Lagacé pour lui avoir donné l'opportunité de réaliser cette recherche ainsi que pour leur aide et leurs conseils très appréciés. Également, l'auteur du présent mémoire remercie madame Dalal Asber et monsieur Serge Lefebvre, chercheurs à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ), pour leur aide et leurs conseils fournis tout au long de la recherche ainsi que pour avoir donné l'opportunité d'effectuer un stage à l'IREQ. Il est à souligner que l'aide reçu de la part des collègues de recherche est également apprécié de la part de l'auteur du présent mémoire. Enfin, ce dernier tient à remercier sa famille pour le soutien fourni tout au long de la recherche.

CONTRÔLE SECONDAIRE COORDONNÉ DE TENSION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Jeffrey MEZQUITA

RÉSUMÉ

L'objectif principal de la recherche est d'automatiser la régulation de la tension au niveau secondaire dans les réseaux électriques d'Hydro-Québec. Pour y parvenir, un réglage secondaire coordonné de tension (RSCT) a été utilisé. Les principales étapes à suivre pour implémenter un RSCT sont la division d'un réseau électrique en zones, le choix de nœuds pilotes représentatifs du profil de tension dans chaque zone et l'implémentation du contrôle en tant que telle. Le présent mémoire met à l'essai certaines méthodologies pour chacune des étapes. Pour la division d'un réseau électrique, l'utilisation des algorithmes de classification comme le « Fuzzy C-Means » et la carte auto-adaptative (« Self-Organizing Map » en anglais ou « SOM ») est mise à l'essai. Pour le choix des nœuds pilotes, une méthode de recherche globale effectuée à l'aide d'un algorithme génétique (AG) est mise à l'essai. Pour l'implémentation du RSCT, celle-ci est faite à l'aide d'une architecture simple utilisant des écoulements de puissance optimaux (« OPF ») dans le contrôle. Le réseau d'IEEE de 39 nœuds, le réseau d'IEEE de 118 nœuds, qui a été modifié, ainsi que le réseau d'Hydro-Québec ont été utilisés pour valider l'ensemble des méthodologies. En gros, le principe de fonctionnement du RSCT avec des OPF est concluant. Les principales recommandations consistent à améliorer la recherche de nœuds pilotes, à améliorer la discrétisation des « valeurs shunts » et à ajouter dans le contrôle la capacité de tenir compte des puissances réactives produites par les générateurs et de limiter les variations de tension sur ces derniers.

Mots-clés : Algorithme génétique (AG), carte auto-adaptative (SOM), écoulement de puissance optimale (OPF), Hydro-Québec, réglage secondaire coordonné de tension (RSCT)

COORDINATED SECONDARY VOLTAGE CONTROL IN POWER NETWORKS

Jeffrey MEZQUITA

ABSTRACT

The main objective of this research is to automatize the voltage regulation at the secondary level on Hydro-Québec's power network. To do this, a coordinated secondary voltage control (CSVC) has been used. The principal steps to follow to implement a CSVC are the partitioning of the power network, the selection of pilot buses representative of the voltage profile of each control area and the implementation of the control. The present work tests some methodologies for each step. For the partitioning of the power network, the Fuzzy C-Means and the Self-Organizing Map (SOM) classification algorithms have been tested. For the pilot bus selection, a global search algorithm done with a genetic algorithm (GA) has been tested. For the CSVC implementation, this is done with a simple architecture that uses optimal power flows (OPF) in the control. The IEEE 39-bus, a modified IEEE 118-bus and the Hydro-Québec power networks have been used to validate the different studied methodologies. In sum, the basic principles of the CSVC with OPFs were functional. The main recommendations consist in improving the search of the pilot buses, in improving the discretization of shunt values and in adding in the control the capacity to take into account the reactive power produced on generators and to limit the voltage variations on them.

Keywords: Coordinated secondary voltage control (CSVC), genetic algorithm (GA), Hydro-Québec, optimal power flow (OPF), Self-Organizing Map (SOM)

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 LE CONTRÔLE SECONDAIRE COORDONNÉ DE TENSION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	3
1.1 Introduction.....	3
1.2 Principe de base du RST/RSCT	3
1.3 Méthodologies existantes pour chaque aspect du contrôle secondaire coordonné	6
1.3.1 La division en zones d'un réseau électrique	7
1.3.2 La recherche de nœuds pilotes	9
1.3.3 Le contrôle de la tension dans un réseau électrique.....	11
1.4 Type de contrôle recherché pour le réseau d'Hydro-Québec	13
1.5 Conclusion	14
CHAPITRE 2 DIVISION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE.....	17
2.1 Introduction.....	17
2.2 Carte auto-adaptative (SOM).....	18
2.2.1 Théorie générale.....	18
2.2.2 Division en zones d'un réseau électrique à l'aide d'un SOM.....	22
2.3 « Fuzzy C-Means »	28
2.3.1 Théorie générale.....	28
2.3.2 Division en zones d'un réseau à l'aide d'un « Fuzzy C-Means ».....	30
2.4 Études de cas.....	31
2.5 Discussion sur les méthodologies proposées	38
2.6 Conclusion	39
CHAPITRE 3 SÉLECTION DES NŒUDS PILOTES.....	41
3.1 Introduction.....	41
3.2 L'algorithme génétique.....	41
3.3 Méthode de recherche globale des nœuds pilotes	43
3.4 Méthode de recherche globale des nœuds pilotes mis à l'essai avec un AG	46
3.5 Études de cas.....	49
3.6 Discussion sur la méthode	61
3.7 Conclusion	62
CHAPITRE 4 RÉGLAGE SECONDAIRE COORDONNÉ DE TENSION	63
4.1 Introduction.....	63
4.2 Vue d'ensemble d'un RSCT typique	63
4.3 RSCT développés.....	67
4.3.1 Écoulement de puissance optimal	67
4.3.2 Architecture développée	71
4.3.3 Difficultés et limitations des OPF non-linéarisés utilisés	73

4.3.4	Utilisation des OPF non-linéarisés dans le contrôle	74
4.4	Études de cas	78
4.4.1	Réglages mis à l'essai dans les simulations	79
4.4.2	Résultats obtenus avec le réseau d'IEEE de 39 nœuds	82
4.4.3	Résultats obtenus avec le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds	91
4.4.4	Méthode de validation du contrôle fait avec les OPF	99
4.5	Discussion	109
4.6	Conclusion	111
CHAPITRE 5 RSCT APPLIQUÉ SUR LE RÉSEAU D'HQ		113
5.1	Introduction	113
5.2	Division du réseau d'Hydro-Québec	113
5.3	Nœuds pilotes choisis pour le réseau d'Hydro-Québec	116
5.4	Contrôle obtenu sur le réseau d'Hydro-Québec	120
5.5	Validation des résultats	126
5.6	Discussion	129
5.7	Conclusion	130
CHAPITRE 6 DISCUSSION SUR LE CONTRÔLE PROPOSÉ		133
6.1	Introduction	133
6.2	Analyse du contrôle proposé et des méthodologies	133
6.3	Conclusion	136
CONCLUSION		139
RECOMMANDATIONS		141
ANNEXE I	CHANGEMENTS APPORTÉS AU RÉSEAU D'IEEE DE 118 NŒUDS	143
ANNEXE II	THÉORIE GÉNÉRALE SUR L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE.....	145
ANNEXE III	DIVISIONS OBTENUES POUR CHAQUE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ÉTUDIÉ	149
ANNEXE IV	DÉDUCTION DE LA FONCTION OBJECTIF UTILISÉE POUR LA DÉTERMINATION DES SUSCEPTANCES	151
ANNEXE V	PROGRAMMATION FAITE SUR SIMULINK	153
ANNEXE VI	APPLICATION D'UN RSCT SIMPLE AVEC PLUSIEURS NŒUDS PILOTES PAR ZONE SUR LE RÉSEAU D'IEEE DE 39 NŒUDS	157
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		165

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2.1	Perturbations simulées pour le réseau d’IEEE de 39 nœuds.....33
Tableau 2.2	Perturbations simulées pour le réseau modifié d’IEEE de 118 nœuds34
Tableau 2.3	Répétabilité des méthodologies de division quand chacune est répétée 30 fois.....37
Tableau 3.1	Ensembles de barres choisis pour chaque zone du réseau d’IEEE de 39 nœuds50
Tableau 3.2	Ensembles de barres choisis pour le réseau complet d’IEEE de 39 nœuds51
Tableau 3.3	Ensembles de barres choisis pour chaque zone du réseau modifié d’IEEE de 118 nœuds52
Tableau 3.4	Ensembles de barres choisis pour le réseau modifié complet d’IEEE de 118 nœuds53
Tableau 3.5	Quelques résultats rapportés dans les travaux de Conejo <i>et al.</i>55
Tableau 3.6	Résultats obtenus comparables aux travaux de Conejo <i>et al.</i>55
Tableau 4.1	Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau d’IEEE de 39 nœuds..82
Tableau 4.2	Perturbations effectuées dans le réseau d’IEEE de 39 nœuds83
Tableau 4.3	Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau modifié d’IEEE de 118 nœuds92
Tableau 4.4	Perturbations effectuées dans le réseau modifié d’IEEE de 118 nœuds92
Tableau 4.5	Valeurs shunts trouvées normalement pour le réseau d’IEEE de 39 nœuds104
Tableau 4.6	Valeurs shunts trouvées normalement pour le réseau modifié d’IEEE de 118 nœuds107
Tableau 5.1	Perturbations simulées pour le réseau d’Hydro-Québec.....115
Tableau 5.2	Répétabilité des méthodologies de division quand chacune est répétée 30 fois pour le réseau d’Hydro-Québec116

Tableau 5.3	Nœuds pilotes trouvés pour le réseau d'Hydro-Québec	118
Tableau 5.4	Barres choisies comme ayant des shunts pour le réseau d'Hydro-Québec	120
Tableau 5.5	Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau d'Hydro-Québec.....	121
Tableau 5.6	Perturbations effectuées dans le réseau d'Hydro-Québec	122
Tableau 5.7	Valeurs shunts trouvées normalement pour le réseau d'Hydro-Québec..	128
Tableau 6.1	Temps d'exécution de tous les OPF selon le réseau étudié et selon que ce dernier est divisé ou non.....	135
Tableau-A II-1	Valeurs fixes et changeantes pour chaque type de barre	147
Tableau-A III-1	Barres choisies dans chaque division pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds (Figure 2.4).....	149
Tableau-A III-2	Barres choisies dans chaque division pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds (Figure 2.5).....	149
Tableau-A III-3	Barres choisies dans chaque division pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds (Figure 2.6).....	150
Tableau-A III-4	Barres choisies dans chaque division pour le réseau d'Hydro-Québec (Figure 5.1)	150
Tableau-A VI-1	Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds avec plusieurs nœuds pilotes par zone.....	157
Tableau-A VI-2	Perturbations effectuées dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds avec plusieurs nœuds pilotes par zone	158

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 2.1	Division d'un réseau électrique en deux zones incohérentes.....23
Figure 2.2	Procédure de la méthodologie proposée avec le SOM27
Figure 2.3	Procédure de la méthodologie proposée avec le « Fuzzy C-Means ».....30
Figure 2.4	Division du réseau d'IEEE de 39 nœuds en trois zones le plus souvent obtenue avec le SOM35
Figure 2.5	Division du réseau d'IEEE de 39 nœuds en trois zones le plus souvent obtenue avec le « Fuzzy C-Means »35
Figure 2.6	Division de la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds en trois zones avec le SOM et avec le « Fuzzy C-Means »36
Figure 3.1	Un nœud pilote choisi par zone pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds.....57
Figure 3.2	Un nœud pilote choisi par zone pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds58
Figure 3.3	Plusieurs nœuds pilotes choisis par zone pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds59
Figure 3.4	Plusieurs nœuds pilotes choisis par zone pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds60
Figure 4.1	Réglage hiérarchisé de la tension avec le RSCT64
Figure 4.2	Architecture du RSCT avec des OPF dans les blocs de coordination71
Figure 4.3	Localisation des shunts dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds.....80
Figure 4.4	Localisation des shunts dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds81
Figure 4.5	Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions84
Figure 4.6	Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions84
Figure 4.7	Certaines valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions86

Figure 4.8	Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions.....	86
Figure 4.9	Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple n'utilisant pas de shunts	87
Figure 4.10	Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones.....	88
Figure 4.11	Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones	89
Figure 4.12	Certaines valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones.....	89
Figure 4.13	Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones...	90
Figure 4.14	Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds sans divisions	93
Figure 4.15	Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds sans divisions	94
Figure 4.16	Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds sans divisions	94
Figure 4.17	Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds sans divisions	95
Figure 4.18	Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones	96
Figure 4.19	Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones	97
Figure 4.20	Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones.....	97
Figure 4.21	Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones	98

Figure 4.22	Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt continue pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds.....	102
Figure 4.23	Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt discrète pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds.....	102
Figure 4.24	Minimisation de la fonction objectif selon la tension sur les barres de génération pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds.....	103
Figure 4.25	Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt continue pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds.....	105
Figure 4.26	Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt discrétisée pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds.....	106
Figure 4.27	Minimisation de la fonction objectif selon la tension sur les barres de génération pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds.....	106
Figure 5.1	Division du réseau électrique d'Hydro-Québec en cinq zones avec le SOM et avec le « Fuzzy C-Means ».....	114
Figure 5.2	Nœuds pilotes choisis pour le réseau d'Hydro-Québec.....	119
Figure 5.3	Localisation des shunts dans le réseau d'Hydro-Québec.....	121
Figure 5.4	Tensions sur certains nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions.....	123
Figure 5.5	Tensions sur certaines barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions.....	124
Figure 5.6	Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions.....	125
Figure 5.7	Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions (suite).....	126
Figure 5.8	Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt continue de la barre #705 dans le réseau d'Hydro-Québec.....	127
Figure 5.9	Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt discrétisée de la barre #705 dans le réseau d'Hydro-Québec.....	127
Figure-A IV-1	Petit réseau complexe utilisé pour déduire l'équation (A IV-1).....	151
Figure-A V-1	Modélisation typique effectuée sur « Simulink ».....	153

XVIII

Figure-A VI-1	Localisation des shunts dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds lorsque chaque zone comprend trois nœuds pilotes ou moins.....	159
Figure-A VI-2	Tensions sur certains nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes (zone I).....	160
Figure-A VI-3	Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes (zone II)	160
Figure-A VI-4	Tensions sur certains nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes (zone III)	161
Figure-A VI-5	Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes	161
Figure-A VI-6	Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes	162
Figure-A VI-7	Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes	162

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AG	Algorithme génétique
Barre PQ	Barre avec la puissance active et la puissance réactive fixes
Barre PV	Barre avec la puissance active et la tension fixes
EDF	Électricité de France
HQ	Hydro-Québec
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IIT	Illinois Institute of Technology
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
JADE	Java Agent Development Framework
LPOPF	Linear programming optimal power flow
LVQ	Learning vector quantization
OPF	Optimal power flow
PI	Proportionnel – intégral
RCT	Réglage coordonné de tension
RSCT	Réglage secondaire coordonné de tension
RST	Réglage secondaire de tension
SMA	Système multi-agents
SOM	Self-Organizing Map

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

UNITÉS ÉLECTRIQUES

Différence de tension

kV kilovolt

Puissance

MVAR méga voltampère (puissances apparentes)

MW mégawatt

Autre

pu per-unit

UNITÉS DE TEMPS

s seconde

INTRODUCTION

Depuis quelques années, la stabilité des réseaux électriques a commencé à être un sujet important dans le domaine des réseaux électriques. En effet, avec les grandes pannes d'électricité qui ont touché dernièrement l'Amérique du Nord et l'Europe, avec le nombre grandissant de consommateurs d'énergie électrique, et avec l'introduction de plus en plus marquée des sources alternatives d'énergie électrique dans les réseaux électriques, ces derniers commencent à montrer moins de robustesse quant à leur stabilité électrique. Les réseaux électriques sont soumis à d'énormes pressions et la nécessité d'avoir un meilleur contrôle des réseaux électriques se fait de plus en plus évidente.

Depuis plusieurs années, différentes idées de conception de réglage automatisé au niveau secondaire de la tension dans les réseaux électriques ont fait leur apparition dans les publications d'ingénierie. Le concept qui a été retenu pour ce travail est celui utilisé par Électricité de France (EDF) : le réglage secondaire coordonné de tension (RSCT). Le principe de base est relativement simple. Tout d'abord, le réseau électrique est divisé en plusieurs zones. Ensuite, chaque zone est réglée par un contrôle local et l'ensemble des réglages locaux est coordonné par un système « maître ». Le contrôle global secondaire s'effectue généralement à la minute près et vient après le réglage primaire qui intervient à la seconde près. L'implémentation d'un RSCT comporte au moins trois étapes : la division du réseau électrique en plusieurs zones, la détermination des nœuds pilotes représentatifs pour chaque zone et l'implémentation du RSCT en tant que telle. Dans la littérature, différentes méthodes existent pour implémenter chacune des étapes mentionnées. Plusieurs de ces méthodes sont analysées dans le présent document.

Le projet de recherche présenté dans ce mémoire a été effectué en partenariat avec l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Parmi les différentes recherches en cours présentement à l'IREQ, une d'entre elles consiste en l'automatisation du réglage secondaire de la tension, qui est présentement fait de façon manuelle, dans le réseau électrique d'Hydro-

Québec (HQ). Le but ultime est de limiter davantage les erreurs humaines et d'améliorer la stabilité du réseau d'Hydro-Québec.

Le présent mémoire est divisé en six chapitres. Le premier chapitre est une brève revue de littérature du contrôle secondaire coordonné de tension des réseaux électriques en général alors que le deuxième chapitre traite de la division d'un réseau électrique. Le chapitre 3 se concentre sur la sélection des nœuds pilotes alors que le chapitre 4 parle du RSCT. Enfin, le chapitre 5 détaille la mise à l'essai du RSCT développé dans le présent mémoire sur le réseau d'Hydro-Québec et le chapitre 6 présente une discussion sur le contrôle proposé. Finalement, il est à noter que les schémas originaux des réseaux d'IEEE de 39 et de 118 nœuds utilisés pour créer certaines figures illustrées dans ce mémoire sont tirés respectivement de l'Université du Wisconsin-Madison (Année inconnue) et de l'IIT Power Group (2003). Les acronymes « IEEE » et « IIT » signifient respectivement « Institute of Electrical and Electronics Engineers » et « Illinois Institute of Technology ».

CHAPITRE 1

LE CONTRÔLE SECONDAIRE COORDONNÉ DE TENSION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

1.1 Introduction

Le présent chapitre effectue un bref survol de la littérature traitant des différents aspects du réglage secondaire coordonné de tension. Essentiellement, le RSCT est un réglage qui s'effectue à presque chaque minute dans les réseaux électriques de sorte à réguler les tensions sur des barres pilotes lors du régime permanent. L'implémentation d'un tel système de réglage requiert de suivre au moins trois étapes pour déterminer les différents paramètres du système : diviser le réseau électrique en plusieurs zones, déterminer des nœuds pilotes représentatifs pour chaque zone et implémenter le RSCT en tant que tel. Le présent chapitre commence par présenter le principe de base du réglage secondaire coordonné de tension avant d'explorer les différentes méthodologies concernant les étapes de l'implémentation du RSCT. Enfin, le réglage recherché par Hydro-Québec est défini à la fin du chapitre.

1.2 Principe de base du RST/RSCT

Dans certains pays européens, le contrôle de la tension dans un réseau électrique se fait en trois niveaux par l'intermédiaire des réglages primaire, secondaire et tertiaire. Les auteurs Richardot *et al.* (2009) et Conejo et Aguilar (1998) expliquent sommairement ces trois niveaux de réglage. Dans leurs articles respectifs, on explique en somme que dans le contrôle de niveau primaire, les équipements de contrôle essaient de compenser les variations de tension rapides et aléatoires en maintenant les valeurs de sortie près des valeurs de référence. Seules les informations locales sont utilisées pour déterminer la valeur des signaux de commande et le temps de réponse du contrôle se situe dans l'ordre de la seconde. Au niveau secondaire, le contrôle s'occupe des variations de tension lentes et grandes. Ces variations sont souvent produites par l'évolution des charges au cours des heures. Le temps de réponse du contrôle se situe dans l'ordre de la minute au niveau secondaire. Les informations

régionales sont utilisées pour ajuster les valeurs de référence des contrôleurs dans le but de maintenir les tensions aux nœuds pilotes à leurs valeurs optimales. D'ailleurs, au niveau secondaire, il est possible de maintenir un bon contrôle de la tension face aux évolutions de la charge durant la journée et aux changements topologiques, comme le mentionne Conejo et Aguilar (1998).

Par ailleurs, selon Richardot *et al.* (2009), lorsqu'il est utilisé pour le réglage secondaire, le réglage secondaire de tension (RST) se base sur les déviations de la tension sur le nœud pilote de chaque zone pour déterminer les ajustements à faire sur les générateurs participant au réglage, d'où l'importance du choix des nœuds pilotes. De plus, le RST coordonne automatiquement les ressources des puissances réactives de manière à maintenir le bon profil de tension dans le réseau, tout en maintenant une réserve de puissance réactive pour compenser les augmentations de charge et les changements topologiques. Enfin, le contrôle au niveau tertiaire prend en considération tout le réseau électrique. Les informations touchant tout le réseau électrique, tant celles touchant les aspects techniques qu'économiques, sont utilisées pour calculer la valeur optimale de la tension aux nœuds pilotes dans le but d'assurer un usage économique et sécuritaire du réseau électrique. En fait, pour ce contrôle, on se retrouve à résoudre un écoulement de puissance optimal pour lequel l'objectif est de minimiser les pertes dans le réseau. Le temps de réponse au niveau tertiaire du contrôle peut varier de 15 minutes à plusieurs heures.

Dans l'article de Corsi *et al.* (2004), on précise que les réglages secondaire et tertiaire, ainsi que le réglage coordonné de tension (RCT) sont en fait des systèmes hiérarchiques basés sur la subdivision d'un réseau électrique et sur la coordination automatique des puissances réactives. L'idée derrière ces systèmes est de parvenir à faire un meilleur contrôle de la tension dans un réseau électrique. Par ailleurs, certains de ces systèmes sont déjà implémentés dans les réseaux électriques de certains pays. Les raisons principales justifiant l'utilisation d'un système de réglage de tension coordonné automatique en temps réel sont les suivantes :

- la qualité de l'opération du réseau électrique est améliorée en termes de variation réduite autour des profils de tensions définis partout dans le réseau de transmission;
- la sécurité de l'opération du réseau électrique est améliorée : les réserves de puissance réactive des générateurs s'occupant des situations d'urgence demeurent disponibles;
- la capacité de transfert du réseau électrique est améliorée : les niveaux de puissance active transmissible sont augmentés, ce qui réduit l'instabilité de la tension et les risques d'écroulement de la tension;
- l'efficacité de l'opération du réseau électrique est meilleure : une meilleure minimisation des pertes actives, une meilleure réduction des écoulements réactifs et une meilleure utilisation des ressources réactives sont aussi obtenues;
- la contrôlabilité et l'observabilité de la tension du service auxiliaire sont simplifiées : les exigences fonctionnelles et les critères de performance sont mieux définis.

Corsi *et al.* (2004) résument en gros en quoi consiste le réglage secondaire et tertiaire de tension. Parmi les points les plus importants du concept du RST, on retrouve le fait qu'il n'est pas pratique de contrôler la tension en temps réel sur toutes les barres d'un réseau électrique. En fait, ce ne sont que sur les barres dominantes (ou nœuds pilotes) qu'on va exercer le contrôle de la tension. Aussi, certaines barres ayant un couplage électrique élevé et des tensions similaires sont regroupées dans une zone de contrôle commune. Le réglage secondaire de tension régule de manière indépendante et automatique la tension sur chaque nœud pilote. Les ressources de contrôle se retrouvent à être essentiellement les puissances réactives des plus grandes centrales de contrôle dans la zone de commande. Ces ressources seront souvent utilisées pour contrôler la tension du nœud pilote de la zone.

Dans les thèses de Richardot (2006) et d'Ahmidi (2010), on explique que le RSCT est une évolution du réglage secondaire de tension. En fait, le RSCT permet de palier à certaines

limitations que présente le RST. Le principe de base du RST est que le réseau électrique à contrôler doit être subdivisé en zones pour lesquelles aucune interaction n'existe entre elles. De plus, avec le RST, un seul nœud pilote existe pour chaque zone et selon Ahmidi (2010), on utilise parfois un réglage de type PI (proportionnel – intégral) pour effectuer le contrôle de la tension. Or, plus les réseaux électriques se développent et deviennent complexes, plus le couplage entre les zones va augmenter selon Richardot (2006). De plus, avec l'utilisation d'un seul nœud pilote, le réglage perd de la précision et la dynamique du réglage se dégrade. Par ailleurs, pour le RST classique, on relève dans la thèse de Richardot (2006) des limitations au niveau de la participation des groupes de réglage, au niveau de la vitesse de variation de la consigne et au niveau de l'adaptation du réglage aux conditions de fonctionnement. Enfin, dans la pratique, il est presque impossible d'obtenir des zones pour lesquelles leurs interactions sont nulles.

Le RSCT permet de palier à ces limitations grâce aux améliorations qu'emmène ce type de réglage sur le concept de base du RST. En effet, contrairement au RST classique, le RSCT comporte des zones de réglage un peu plus grandes et moins nombreuses. De plus, plus qu'un nœud pilote se retrouve dans chaque zone. D'ailleurs, d'après Richardot (2006), le RSCT est considéré comme étant plus rapide et plus robuste que le RST, en plus de permettre l'exploitation du réseau plus près de ses limites de fonctionnement. Selon les travaux de Richardot (2006) et de Richardot *et al.* (2009), le RSCT comporte généralement trois objectifs qui sont résolus par la fonction objectif d'optimisation utilisée dans le contrôle: minimiser la déviation de la tension sur les nœuds pilotes, minimiser la déviation de la proportion de la production de la puissance réactive et minimiser la déviation de la tension sur les générateurs.

1.3 Méthodologies existantes pour chaque aspect du contrôle secondaire coordonné

Comme mentionné dans l'introduction, l'implémentation d'un RSCT comporte les trois étapes suivantes : la division du réseau électrique en plusieurs zones, la détermination des

nœuds pilotes représentatifs pour chaque zone et l'implémentation du RSCT en tant que telle. Pour chacune de ces étapes, on retrouve plusieurs méthodologies qui peuvent être utilisées pour les réaliser. Ainsi, on retrouvera des méthodologies utilisant des algorithmes de classification ou encore la notion de distance électrique pour la division en zones d'un réseau électrique. De même, les nœuds pilotes peuvent être choisis à partir d'une fonction objectif ou à partir des capacités de court-circuit des barres. Enfin, on retrouve plusieurs architectures de contrôle dans la littérature qui peuvent être utilisées pour implémenter un RSCT.

1.3.1 La division en zones d'un réseau électrique

La première étape dans l'implémentation d'un RSCT consiste à diviser le réseau électrique en zones. Dans cette étape, on cherche à identifier les régions homogènes au niveau du comportement électrique. Une fois ces régions identifiées, il est possible d'établir un contrôle régional dans chacune d'elles. Le fait d'avoir un contrôle régional au lieu d'un contrôle global pour tout le réseau électrique au complet permet de diminuer la complexité du contrôle comme le notent Corsi *et al.* (2004). Par contre, il faut avoir un système de coordination pour concerter les actions de l'ensemble des contrôles régionaux.

Dans la littérature, la division d'un réseau électrique est souvent effectuée à partir de la notion de distance électrique comme présentée dans les travaux de Blumsack *et al.* (2009), d'Erbaşu *et al.* (2005), de Lagonotte *et al.* (1989), de Shaaban (2008) et de Shahidehpour et Wang (2003). Cependant, les méthodes employant la distance électrique se sont retrouvées à être difficiles d'utilisation. Dans la littérature, la distance électrique est souvent définie avec l'équation (1.1) :

$$D_{ij} = D_{ji} = -\log(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji}) , \text{ où } \alpha_{ij} = \left(\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \right) / \left(\frac{\partial V_j}{\partial Q_j} \right) \quad (1.1)$$

Dans cette équation, on définit le terme « α » comme une valeur d'atténuation alors que Q et V représentent respectivement la puissance réactive et la tension sur les barres considérées.

Dans d'autres littératures, on définit parfois la distance électrique comme étant la valeur absolue de l'inverse de la matrice d'admittance du réseau électrique comme dans l'article de Blumsack *et al.* (2009). Avec la définition donnée par l'équation (1.1), la distance électrique peut être obtenue à l'aide de l'inverse de la sous-matrice $[\partial Q/\partial V]$ de la matrice Jacobienne. Cependant, l'utilisation de cette sous-matrice s'est montrée difficile à appliquer sur les barres de génération (« barres PV »), qui sont des barres ayant le module de tension et la puissance active fixés. En effet, pour les barres de génération, les termes $[\partial Q/\partial V]$ ne sont pas significatifs car les tensions restent constantes. Dépendamment de la configuration du réseau électrique, ce fait rend l'application de la distance électrique très difficile, car certaines barres PV vont finir par créer des « îlots isolés » où l'interaction entre eux est considérée nulle. Aussi, dépendamment encore une fois de la configuration du réseau électrique, convertir les barres de génération en barres de charge (« barres PQ »), qui sont des barres ayant la puissance active et la puissance réactive fixes, ne résout pas nécessairement le problème.

On suggère aussi dans la littérature de faire usage d'un algorithme de classification pour réaliser la division comme dans l'article de Nizam (2010). Dans cet article, on suggère d'utiliser un réseau de neurones compétitif et LVQ (« Learning Vector Quantization ») pour classifier les données des barres du réseau électrique en différents patrons (zones). Les données classifiées consistent en les différences de tensions, d'angles de phase, de puissances actives et de puissances réactives sur chaque barre du réseau électrique. Or, durant les simulations, cette méthodologie n'a pas donné des divisions satisfaisantes. En fait, les divisions obtenues étaient souvent constituées de plusieurs nœuds isolés ou étaient des regroupements bizarres de nœuds non-connectés ensemble dans le réseau électrique. Ces regroupements incohérents peuvent être expliqués en partie par l'utilisation de réseaux de neurones inefficaces. Durant les simulations, il a été observé que seules les valeurs des angles de phase peuvent permettre d'obtenir des divisions satisfaisantes pour un réseau électrique. De plus, il a été observé que même si les valeurs d'angles de phase sont seulement utilisées comme entrées pour les réseaux de neurones compétitif et LVQ, ces derniers ne sont pas capables de classifier les données pour des réseaux électriques complexes. En effet, pour le

réseau d'IEEE de 118 nœuds et pour le réseau d'Hydro-Québec, seulement une classe (une division) a été trouvée pour ces réseaux électriques.

Dans l'article de Corsi *et al.* (2004), on retrouve une méthode de sélection de nœuds pilotes basée sur les capacités de court-circuit des barres choisies et sur les matrices de sensibilité qui en même temps peut servir à diviser un réseau électrique. En somme, la méthode consiste à choisir comme premier nœud pilote la barre qui possède la plus grande capacité de court-circuit. Ensuite, toutes les autres barres subséquentes ayant le plus grand coefficient de couplage avec ce nœud pilote sont considérées comme faisant partie de la même zone que lui et sont exclues dans la recherche des autres nœuds pilotes. Une fois cette zone définie, on cherche le prochain nœud pilote parmi les barres restantes avec la même méthode. Le processus est ainsi répété jusqu'à ce qu'on ait trouvé la quantité de nœuds pilotes désirée. La méthode est relativement simple et pas trop exigeante au niveau computationnel d'après Corsi *et al.* (2004). Cependant, le processus de sélection n'est pas automatisé et requiert l'intervention du concepteur sur plusieurs points : décider la tolérance du couplage électrique entre les barres de la zone, juger la robustesse des divisions, déterminer la quantité de nœuds pilotes voulue durant le processus, etc. Or, avec un algorithme de classification, ce dernier choisit naturellement les barres ayant des comportements similaires selon les données recueillies sur chaque barre à partir de différentes perturbations. Ce qui rend par conséquent la division du réseau électrique un peu plus simple.

1.3.2 La recherche de nœuds pilotes

Une fois le réseau électrique partitionné, il faut choisir les nœuds pilotes pour chaque zone. Ces nœuds pilotes représentent le profil de tension de leur propre zone. Par conséquent, il est important d'utiliser une méthodologie qui permet d'assigner correctement la barre la plus représentative comme nœud pilote. Plusieurs méthodes intéressantes sont développées dans la littérature. Durant la recherche, les méthodes utilisant l'optimisation globale ont été analysées telles que présentées par Conejo, de la Fuente et Göransson (1994), par Richardot *et al.* (2009) et par Sancha *et al.* (1996). Dans les articles de Conejo, de la Fuente et

Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996), la méthodologie consiste à minimiser les déviations de la tension sur toutes les barres de charge alors que dans l'article de Richardot *et al.* (2009), la méthode consiste à minimiser les déviations de la tension sur toutes les barres du réseau électrique et les déviations des puissances réactives sur les barres de génération. Il est à noter que la méthode présentée dans le travail de Richardot *et al.* (2009) est inspirée de celle exposée par Conejo, de la Fuente et Göransson (1994). De plus, la méthodologie de Richardot *et al.* (2009) a été adaptée de sorte que les barres de génération puissent être choisies comme nœuds pilotes. Aussi, la méthode adaptée utilise une fonction objectif relativement différente de celle de la méthode originale.

La méthode présentée dans le travail de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) utilise des fonctions d'optimisation comme l'algorithme « greedy », l'algorithme de recherche locale, l'algorithme de recherche globale et l'algorithme du « simulated annealing ». Bien que relativement efficace, la méthode de recherche peut être améliorée en utilisant un algorithme de recherche globale ayant un espace de recherche encore plus grand comme l'algorithme génétique (AG). En effet, l'avantage de l'AG est sa capacité à pouvoir explorer un espace de solutions beaucoup plus grand que les autres algorithmes grâce à sa méthode de recherche relativement aléatoire. C'est d'ailleurs cet aspect qui a poussé les auteurs Richardot *et al.* (2009) à utiliser l'algorithme génétique. Dans Sancha *et al.* (1996), l'algorithme « greedy » est utilisé pour la recherche des nœuds pilotes. Il est à noter aussi que dans les travaux de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996), l'algorithme de recherche de nœuds pilotes est appliqué sur tout le réseau électrique au complet. Or, un meilleur résultat pourrait être obtenu si l'algorithme est plutôt appliqué dans chaque zone déjà prédéfinie par une division du réseau faite précédemment.

La méthode illustrée dans l'article de Richardot *et al.* (2009) présente certains inconvénients dans la sélection des nœuds pilotes. En effet, cette méthode peut choisir des barres de génération comme nœuds pilotes. Bien que les tensions sur les barres de charge sont proches de celles sur les barres de génération à proximité, les barres PV peuvent difficilement représenter les barres de charge. Effectivement, les tensions sur les barres de génération ne

sont pas nécessairement affectées par l'augmentation de la charge sur les barres de charge. Or, sur les barres PQ, le changement de la valeur de la charge connectée sur elles fera changer leurs tensions. Sur les barres de génération, ce seront plutôt les consignes données aux générateurs sur les barres de génération qui influenceront davantage leurs tensions. Enfin, un autre inconvénient de la méthode de Richardot *et al.* (2009) est le fait qu'elle requiert la génération de données pour plusieurs cas de perturbations sur un même réseau électrique pour déterminer les nœuds pilotes les plus représentatifs. Ceci peut être très long et non-pratique à faire.

Comme mentionné précédemment, on retrouve aussi la méthode de sélection de nœuds pilotes basée sur les capacités de court-circuit des barres choisies et sur les matrices de sensibilité comme illustré dans le travail de Corsi *et al.* (2004). Cependant, cette méthode ne tient pas compte de la facilité à contrôler la tension sur le nœud pilote à partir des barres PV du réseau électrique. En effet, les méthodes de sélection présentées dans les travaux de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994), de Richardot *et al.* (2009) et de Sancha *et al.* (1996) tiennent compte de la facilité à contrôler la tension des nœuds pilotes à partir des barres de génération. De plus, il n'est pas garanti que la barre choisie ainsi comme nœud pilote sera la plus sensible aux changements de tension. En fait, la barre ayant la plus grande capacité de court-circuit pourrait en fait être plutôt celle qui est la moins sensible au changement de tension. Par conséquent, cette barre ne pourrait pas bien représenter le profil de tension de sa zone.

1.3.3 Le contrôle de la tension dans un réseau électrique

Dans la littérature, plusieurs méthodes sont suggérées pour réguler la tension dans un réseau électrique à l'aide d'un RSCT ou d'un RST. Dans l'article de Martins *et al.* (2001), le RST est mis en place à l'aide d'un système composé de contrôleurs PI. Dans ce système, un contrôleur PI est associé pour chaque nœud pilote; ce qui revient à un contrôleur pour chaque zone du réseau électrique. Par ailleurs, Corsi *et al.* (2004) expliquent dans leur article qu'en Italie, un système de type PI est également utilisé pour réguler la tension sur les nœuds

pilotes du RST développé dans le réseau italien. Cependant, l'inconvénient d'un système utilisant des contrôleurs PI est qu'il ne peut être adapté pour être utilisé avec plusieurs nœuds pilotes dans une même zone. En fait, le système deviendrait inopérant car le rattrapage de la tension à chaque instant donnerait des consignes de puissance réactive incohérentes entre elles pour chaque zone dans ce cas comme l'explique Ahmidi (2010); le problème de contrôle devient donc multi-objectif. C'est d'ailleurs pour cette raison que le RSCT a été développé. Comme mentionné précédemment, le RSCT permet de pallier à certaines limitations du RST en plus de transformer le problème de contrôle en un problème d'optimisation de type multi-objectif. Ce type de contrôle a surtout été mis à l'épreuve en France et avec des résultats satisfaisants selon Lefebvre *et al.* (2000). Ce type de réglage a d'ailleurs été adapté pour le faire fonctionner au niveau de la distribution dans les réseaux électriques comme expliqué dans les thèses de Richardot (2006) et d'Ahmidi (2010).

Dans les travaux d'Ahmidi (2010) et de Sheng *et al.* (2009), on présente une façon d'implémenter un RSCT en utilisant un système multi-agents (SMA). L'idée de base est que l'ensemble du contrôle secondaire est géré par différents agents autonomes. Plus spécifiquement, on retrouvera un « agent d'exécution » pour chaque barre de génération du réseau électrique et un « agent de coordination » pour coordonner tout l'ensemble d'agents d'exécution comme l'expliquent Sheng *et al.* (2009). Le même principe est présenté dans la thèse d'Ahmidi (2010) à l'exception que les agents d'exécution sont associés à des éoliennes. Aussi, dans cette thèse, le logiciel « JADE » (« Java Agent Development Framework ») est utilisé pour implémenter la structure de base du système multi-agents. Le logiciel « JADE » fait usage du langage de programmation « Java » et permet de créer des systèmes multi-agents à l'aide de divers outils. L'idée d'utiliser un SMA pour l'implémentation d'un RSCT est intéressante à prime abord, mais la création d'un SMA peut rapidement devenir complexe. En effet, les SMA doivent être construits selon certains standards et la communication entre les agents doit être faite à l'aide de protocoles déjà prédéfinis. Ceci fait en sorte qu'un logiciel spécialisé doit souvent être utilisé pour créer un SMA. Or, son utilisation peut aussi être difficile et peut exiger la connaissance d'un autre langage de

programmation, en plus de ne pas garantir une compatibilité avec d'autres logiciels utilisés dans la création du RSCT.

Dans l'article de Ye *et al.* (2009), un RSCT réalisé à partir d'un écoulement de puissance optimal (« Optimal Power Flow » en anglais ou « OPF ») linéarisé est présenté. À l'aide d'une fonction objectif et de contraintes d'égalités et d'inégalités, l'OPF réalisé à partir de l'algorithme de point intérieur (« Interior Point Algorithm » en anglais) détermine les valeurs nécessaires à avoir pour assurer un contrôle limitant les déviations de tension sur les barres pilotes et critiques ainsi que les déviations en puissance réactive sur les barres de génération. Enfin, cette méthode tient compte des puissances réactives sur les branches entre les zones et fait aussi usage de contrôleurs prédictifs. Cependant, ce type de RSCT a déjà été en partie mis à l'essai par un collègue de recherche et n'a pas été exploré davantage dans le présent mémoire par conséquent. Par contre, l'idée d'utiliser un OPF pour le RSCT est reprise par l'auteur du présent mémoire. En fait, le RSCT développé dans le présent travail fait plutôt usage d'OPF non-linéarisés pour déterminer les valeurs à imposer aux éléments de contrôle. De plus, dans le RSCT développé, il est possible d'utiliser des shunts disponibles dans le réseau électrique, en plus des barres de génération, pour réguler la tension, ce qui n'est pas nécessairement fait dans les RSCT proposés dans la littérature consultée.

1.4 Type de contrôle recherché pour le réseau d'Hydro-Québec

L'Institut de recherche d'Hydro-Québec effectue actuellement des études sur l'automatisation de contrôle de la tension sur les réseaux électriques d'Hydro-Québec. Présentement, on ne retrouve pas de contrôle secondaire automatisé dans ces réseaux. En fait, les actions sont faites de façon manuelle par téléconduite. En d'autres mots, des appels téléphoniques sont effectués aux opérateurs pour que ces derniers puissent prendre les actions appropriées pour maintenir les réseaux électriques stables. On peut donc observer ici qu'un délai s'effectue entre l'appel et l'action avec la téléconduite.

Présentement, seul un contrôle tertiaire existe dans le réseau d'Hydro-Québec. Selon les différents objectifs fournis aux différents OPF du réglage tertiaire, ces derniers calculent plusieurs pistes de solutions au niveau du réglage. D'ailleurs, les solutions peuvent consister en des consignes de tension à avoir sur les barres de génération ou encore sur les valeurs des puissances réactives des shunts à avoir sur certaines barres de charge. Jusqu'à présent, un des obstacles à l'implémentation d'un réglage secondaire automatisé est le risque de pertes de communication entre les commandes fournies par le contrôle secondaire central et les systèmes de réglage primaires et ce, à l'échelle du réseau électrique complet, ou encore entre les instruments de mesure et le contrôle secondaire central. En effet, à l'échelle du réseau électrique complet, si des pertes de communication surviennent dans le réglage secondaire automatisé, il y a un fort risque que le réseau tombe rapidement dans un état instable et que des pannes de courant surviennent dans plusieurs parties du réseau. C'est d'ailleurs une des raisons pourquoi l'IREQ recherche un contrôle secondaire automatisé qui impliquerait des contrôles régionaux et relativement indépendants entre eux. De plus, on recherche également un contrôle secondaire qui pourrait faire usage des différents shunts disponibles sur certaines barres de charge du réseau d'Hydro-Québec en plus des barres de génération.

En analysant le type de contrôle recherché par l'IREQ, il est possible de constater que le RSCT répond à plusieurs des caractéristiques du réglage secondaire recherché par l'institut. En effet, un RSCT implique le réglage coordonné de la tension entre des régions théoriquement indépendantes entre eux électriquement. De plus, le RSCT développé dans le présent mémoire utilise des contrôles locaux en plus d'être capable d'utiliser les shunts présents dans le réseau électrique contrôlé. Le RSCT suggéré dans le présent mémoire est donc à première vue adapté pour le réglage secondaire recherché pour le réseau électrique d'Hydro-Québec.

1.5 Conclusion

En conclusion, le présent chapitre a permis d'effectuer un bref survol de la littérature sur les différentes méthodologies employées pour les trois principales étapes dans l'implémentation

d'un RSCT. Les étapes sont la division du réseau électrique en plusieurs zones, la détermination des nœuds pilotes représentatifs pour chaque zone et l'implémentation du RSCT en tant que tel. Également, le contrôle recherché par Hydro-Québec a été défini. En gros, il a été constaté que les méthodes de division d'un réseau électrique présentées dans la littérature ne sont pas complètement satisfaisantes. Aussi, dans la littérature, des méthodes utilisant entre autres l'optimisation globale peuvent être retrouvées. Quant au contrôle, le RSCT avec OPF développé dans le présent mémoire pourrait être une solution intéressante pour l'automatisation de la régulation de la tension au niveau secondaire dans le réseau d'Hydro-Québec. Le prochain chapitre traite de la division d'un réseau électrique effectué avec un « Fuzzy C-Means » ou avec un SOM. Les chapitres subséquents détaillent par la suite les deux autres étapes de l'implémentation d'un RSCT et de leur application en simulation sur des réseaux tests et sur le réseau d'Hydro-Québec.

CHAPITRE 2

DIVISION D'UN RÉSEAU ÉLECTRIQUE

2.1 Introduction

Une méthode de division intéressante trouvée dans la littérature est celle présentée dans l'article de Nizam (2010). Dans cet article, on suggère d'utiliser un réseau de neurones compétitif et LVQ pour classifier les données des barres du réseau électrique en différents patrons (zones). Les données classifiées consistent en les différences de tensions, d'angles de phase, de puissances actives et de puissances réactives sur chaque barre du réseau électrique. Or, comme mentionné précédemment, la méthodologie n'est pas capable de donner des divisions satisfaisantes durant les simulations. Comme expliqué dans le premier chapitre, d'autres techniques de division de réseau électrique se sont avérées difficiles à appliquer. Plus particulièrement, les techniques utilisant la distance électrique sont difficilement applicables, car selon la théorie de l'écoulement de puissance, les tensions sur les barres de génération ne varient pas, ce qui finit par créer des zones ayant des barres isolées comme expliqué dans la section 1.3.1. C'est d'ailleurs un des problèmes qui a été relevé dans l'application de la méthode détaillée dans l'article de Nizam (2010).

Une autre raison expliquant les résultats non satisfaisants de la technique illustrée dans cet article est le fait que des réseaux de neurones inefficaces ont été utilisés. En effet, d'autres algorithmes de classification plus efficaces peuvent être utilisés pour améliorer les résultats. Dans le cadre du projet, les réseaux de neurones de type « Self-Organizing Map » (SOM) et le « Fuzzy C-Means » ont été mis à l'essai dans le but de déterminer s'ils pouvaient fournir de meilleurs résultats. Entre les deux algorithmes de classification, le SOM est l'algorithme qui est le plus performant au niveau de la répétabilité et de la quantité minimale de données nécessaire. Or, malgré tout, le « Fuzzy C-Means » permet également d'obtenir des résultats semblables et avec un temps d'exécution plus court qu'avec le SOM. Il est à noter que dans le cadre de la recherche, les deux algorithmes de classification ont été générés à l'aide de boîtes d'outil logicielles disponibles dans le logiciel « Matlab ».

Le présent chapitre commence par présenter la théorie de la carte auto-adaptative et la division d'un réseau électrique à l'aide de cette dernière. Par après, les notions théoriques derrière le « Fuzzy C-Means » et son utilisation pour la division en zones d'un réseau électrique sont détaillées. Par la suite, le chapitre traite de l'application de ces deux méthodes pour la division du réseau d'IEEE de 39 nœuds et d'une version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds. D'ailleurs, les changements effectués sur le réseau d'IEEE de 118 nœuds sont décrits dans l'Annexe I. Enfin, une discussion sur les deux méthodes de division est faite. Il est à noter que le présent chapitre est en partie inspiré de l'article de Mezquita *et al.* (2011) qui est d'ailleurs co-écrit par l'auteur du présent mémoire.

2.2 Carte auto-adaptative (SOM)

En général, la carte auto-adaptative (« Self-Organizing Map » en anglais ou « SOM ») est capable de résoudre plus efficacement un problème de classification de données (« clustering ») que les réseaux de neurones compétitifs et LVQ. En effet, en plus d'utiliser le concept du « winner-takes-all » et d'être non-linéaire, le SOM est capable d'apprendre la topologie des entrées qui lui sont données, améliorant ainsi de façon significative l'apprentissage des patrons des données caractérisant les barres du réseau électrique. De plus, il a déjà été montré que le SOM peut généralement converger rapidement vers une solution comme l'expliquent Mehrotra, Mohan et Ranka (1997). La carte auto-adaptative utilise également un apprentissage de type non-supervisé et n'a donc pas besoin à priori d'informations sur les zones à être trouvées, contrairement au réseau de neurones de type LVQ. De plus, même si le réseau de neurones compétitif utilise aussi un apprentissage non-supervisé, le SOM est généralement considéré comme un meilleur réseau de neurones de classification de données pour les raisons mentionnées dans ce paragraphe.

2.2.1 Théorie générale

La carte auto-adaptative est un réseau de neurones qui utilise un apprentissage non-supervisé de type compétitif. Ce réseau de neurones utilise le concept du « winner-takes-all » et est

non-linéaire. Selon Haykin (2009), il existe au moins deux modèles pour le SOM : le modèle Willshaw-von der Malsburg et le modèle Kohonen. Le modèle Willshaw-von der Malsburg est habituellement utilisé lorsqu'il y a le même nombre d'entrées et de sorties. Par contre, d'après Haykin (2009), le modèle Kohonen est plus général et il est souvent utilisé dans la littérature pour modéliser le SOM. Par conséquent, le modèle utilisé dans la méthodologie proposée est celui de Kohonen. La carte auto-adaptative a originalement été inspirée par la structure du cortex du cerveau humain. En effet, comme mentionné par Freeman et Skapura (1991), il avait déjà été observé que différentes régions du cortex, comme la région auditive, ont la forme d'une carte tonotopique où les neurones avoisinants répondent aux mêmes stimuli. En fait, c'est ce principe qui est appliqué dans les modèles du SOM. Concrètement, contrairement aux autres réseaux de neurones, les neurones avoisinant le neurone « gagnant » voient aussi leurs poids ajustés de façon à ce que ces neurones répondent « positivement » aux mêmes entrées. C'est ce principe qui permet ultimement au SOM d'apprendre les patrons des entrées.

Il existe deux phases dans le processus d'apprentissage du SOM : la phase d'auto-adaptation et la phase de convergence comme le mentionnent Mehrotra, Mohan et Ranka (1997). Durant la phase d'auto-adaptation, les neurones du SOM sont volatiles et leurs vecteurs poids sont ajustés de façon à représenter la topologie de l'espace d'entrée. D'après Haykin (2009), durant la phase de convergence, les neurones sont plus « sobres » et se regroupent autour de groupes de patrons centroïdes proches des positions trouvées durant la phase d'auto-adaptation. En d'autres mots, la carte apprise par le réseau de neurones est affinée durant cette phase pour que la carte puisse donner une quantification statistique plus précise de l'espace d'entrée. Aussi, la convergence des patrons trouvés dépend beaucoup de la dimensionnalité de l'espace d'entrée.

Le processus de classification du SOM peut être illustré à l'aide de l'algorithme d'apprentissage. Il est à noter que l'algorithme qui suit s'applique sur le modèle de Kohonen du SOM utilisé pour diviser le réseau électrique. D'après Haykin (2009), l'algorithme peut être divisé en au moins cinq étapes globales : l'initialisation, l'échantillonnage, la

correspondance similaire, la mise à jour et la continuation. L'étape globale de l'initialisation implique l'initialisation des poids et des distances de voisinage courantes comme expliqué par Mehrotra, Mohan et Ranka (1997) et Haykin (2009). Les poids sont initialisés à des petites valeurs aléatoires alors que les distances de voisinage courantes, identifiées par $D(0)$, sont initialisées à une valeur entière positive comme mentionné par Mehrotra, Mohan et Ranka (1997). Aussi, mis à part ces initialisations, la topologie du réseau est également choisie par le SOM. Cette topologie est définie par les relations de voisinage entre les nœuds (neurones). Une topologie hexagonale est utilisée dans le cadre de la recherche.

Les étapes de l'échantillonnage, de la correspondance similaire et de la mise à jour sont faites en boucle tant que les limites de calcul ne sont pas dépassées. D'après les auteurs Mehrotra, Mohan et Ranka (1997) et Haykin (2009), l'étape globale d'échantillonnage consiste à choisir aléatoirement un échantillon d'entrée i_t de l'espace d'entrée. Durant l'étape globale de la correspondance similaire, le carré de la distance Euclidienne ($Dist_{ij}^2(t)$) est calculé pour chaque vecteur de poids :

$$Dist_{ij}^2(t) = \sum_{k=1}^n (i_{t,k}(t) - w_{j,k}(t))^2 \quad (2.1)$$

Dans l'équation précédente, i_t est un échantillon d'entrée aléatoire, w_j est le vecteur de poids associé avec le j -ième neurone de sortie, n est la dimension du vecteur de poids et k est un indice. Aussi dans cette étape globale, le neurone gagnant j^* est choisi en cherchant le vecteur de poids ayant la plus petite valeur, tel que calculé dans l'équation (2.1). Par après, durant l'étape globale de la mise à jour, les vecteurs de poids-synaptique des neurones voisins sont ajustés :

$$w_j(t+1) = w_j(t) + \eta(t) \cdot (i_t(t) - w_j(t)), \quad (2.2)$$

Où $0 < \eta(t) \leq \eta(t-1) \leq 1$

Il est à noter que $\eta(t)$ représente le taux d'apprentissage et peut varier dynamiquement avec le temps pour obtenir de meilleurs résultats comme spécifié par Haykin (2009). D'ailleurs,

selon ce dernier, l'étape globale de la continuation consiste simplement à continuer à itérer jusqu'à ce qu'aucun changement notable ne soit observé dans la carte caractéristique formée par le SOM.

Mehrotra, Mohan et Ranka (1997) mentionnent dans leur livre que dans l'algorithme d'apprentissage, $D(t)$ représente la longueur des chemins connectant deux nœuds dans la topologie du réseau préspecifié alors que $(Dist_{ij}^2(t))$ représente le carré de la distance Euclidienne dans l'espace d'entrée. Également, $D(t)$ décroît avec le temps, ce qui limite le nombre de neurones voisins à chaque itération. Ceci va ultimement générer, après plusieurs itérations, un voisinage de neurones constitué seulement de neurones gagnants. Dans la littérature, l'équation de la mise à jour peut aussi être représentée par l'équation suivante tirée de Haykin (2009) :

$$w_j(t + 1) = w_j(t) + \eta(t) \cdot h_{j,i(x)}(t) \cdot (i_t(t) - w_j(t)) \quad (2.3)$$

Avec cette formulation, le terme $h_{i,j(x)}(t)$ représente une fonction de voisinage centré aux alentours du neurone gagnant $i(x)$. Cette fonction et $\eta(t)$ peuvent varier dynamiquement avec le temps pour permettre de meilleurs résultats de classification comme spécifié par Haykin (2009).

L'algorithme présenté permet de mieux comprendre le fonctionnement du SOM généré avec le « Neural Neuron Toolbox » du logiciel « Matlab » décrit dans Beale, Hagan et Demuth (2010). Malgré que la convergence d'un SOM à une dimension ait déjà été démontrée, la convergence des SOM multidimensionnels reste encore à être définitivement prouvée comme le constatent Mehrotra, Mohan et Ranka (1997). Cependant, dans la pratique, il a déjà été montré que les SOM peuvent généralement converger rapidement vers une solution acceptable pour des problèmes de classification. La carte auto-adaptative a par ailleurs déjà été utilisée pour plusieurs applications dans le domaine de l'ingénierie. Plusieurs exemples de son utilisation, incluant certains pour l'ingénierie en puissance électrique, sont donnés dans l'article de Kohonen *et al.* (1996).

2.2.2 Division en zones d'un réseau électrique à l'aide d'un SOM

La méthode de division proposée dans ce mémoire est grandement inspirée de celle détaillée dans l'article de Nizam (2010). Essentiellement, dans la méthodologie utilisée dans cet article, un écoulement de puissance est effectué en premier lieu sur le réseau électrique sous des conditions normales. Ceci permet l'extraction des données sur la tension, sur l'angle de phase, sur la puissance active et sur la puissance réactive pour des conditions normales pour toutes les barres dans le réseau. Par après, une perturbation est créée sur le réseau électrique et un nouvel écoulement de puissance est effectué pour extraire de nouvelles données sur toutes les barres. Par la suite, les différences entre les valeurs obtenues avec et sans perturbations sont calculées de manière à ce qu'elles deviennent les entrées du réseau de neurones. L'étape suivante est de donner les différences calculées à un réseau de neurones compétitif qui identifiera le nombre désiré de patrons de données (zones) en utilisant l'apprentissage non-supervisé. Une fois les patrons de données prototypes identifiés, le réseau de neurones LVQ confirme la sélection précédente des barres dans chaque groupe. Parce que le réseau de neurones LVQ utilise un apprentissage supervisé, les informations sur les regroupements effectués précédemment doivent lui être données pour que le réseau de neurones puisse confirmer correctement ces regroupements. Enfin, s'il est considéré nécessaire par l'utilisateur, une autre perturbation peut être faite et la procédure est recommencée, ou sinon, l'algorithme est terminé. Dans l'article de Nizam (2010), cette méthodologie est mise à l'essai en utilisant le réseau d'IEEE de 39 nœuds. Aussi, les perturbations effectuées dans l'article sont une augmentation de 25% de la charge sur toutes les barres de charge et une panne de courant entre les barres 3 et 4 dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds.

Malgré que le principe de base de l'algorithme soit logique, la méthodologie n'a pas été capable de donner des résultats satisfaisants en simulation. Les zones obtenues en simulation avec les perturbations mentionnées ci-haut ne sont pas cohérentes. Il est important de noter qu'une zone cohérente est définie par l'auteur du présent mémoire comme étant une zone dans laquelle tous les nœuds sont connectés à l'intérieur de cette même zone. En d'autres

mots, il n'y a pas de « barres isolées » dans une zone. Il est à noter aussi qu'avec cette définition, les divisions obtenues dans l'article de Nizam (2010) peuvent être considérées comme non-cohérentes.

La Figure 2.1 montre un exemple de zones non-cohérentes :

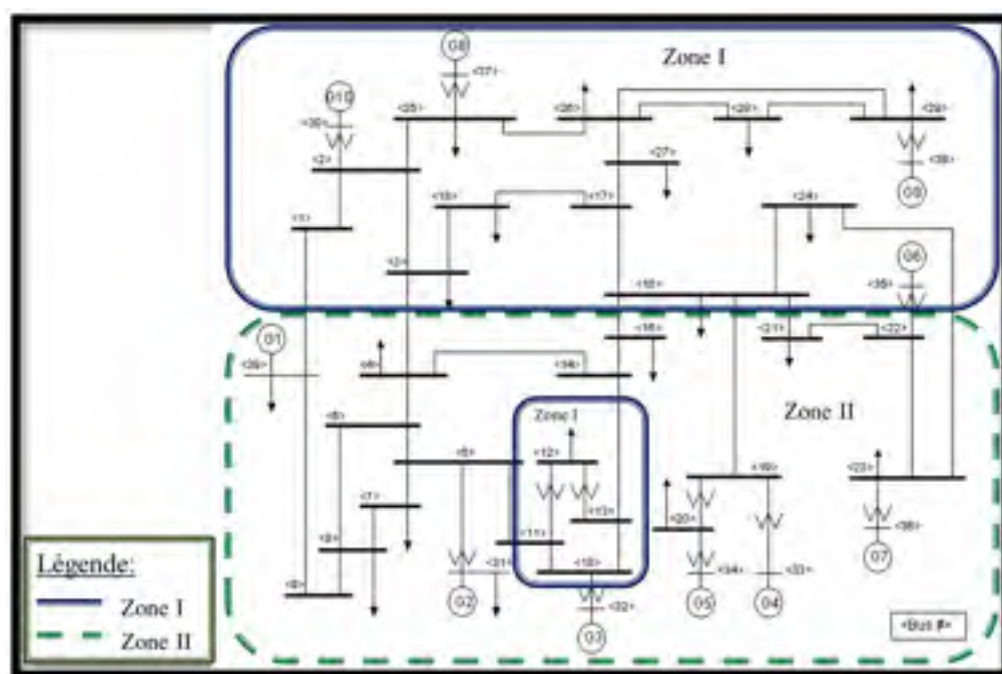


Figure 2.1 Division d'un réseau électrique en deux zones incohérentes

La division illustrée est une simplification des divisions trouvées dans le travail de Nizam (2010) en utilisant un réseau de neurones compétitif. La classification de données avec un réseau de neurones ou avec n'importe quel algorithme de classification dépend grandement de la qualité des données utilisées et de la représentation de ces dernières du problème de classification. Dans le cas présent, la tension, la puissance active et la puissance réactive qui sont utilisées pour la division ne peuvent représenter correctement un problème de classification. En effet, dans la théorie de l'écoulement de puissance, la tension sur les barres de génération demeure constante alors que la puissance active et la puissance réactive le seront dans les barres de charge. En fait, seule la valeur de l'angle de phase change pour

toutes les barres sauf pour la barre d'équilibre dans un écoulement de puissance. Conséquemment, même si des perturbations sont réalisées dans le réseau électrique, les tensions des barres de génération resteront inchangées ainsi que les puissances actives et les puissances réactives sur les barres de charge. Par conséquent, des valeurs nulles résulteront des différences calculées entre les valeurs obtenues sous conditions normales et perturbées. Ces valeurs nulles feront en sorte que les barres soient regroupées dans des zones incohérentes qui ne sont pas représentatives des réactions des barres à une perturbation.

Idéalement, si la classification doit être faite sur des barres dans un réseau électrique en relation à leur réaction à un changement de tension, seules les valeurs de différences de tension seraient utilisées comme données pour le réseau de neurones de classification de données. Or, comme mentionné précédemment, les barres de génération ne changeront pas leur tension et les convertir en barres de charge ne les feraient plus représentatives du réseau électrique. Ceci est également un problème majeur dans le calcul des distances électriques. Malgré tout, durant les simulations, il a été observé que l'utilisation seule des valeurs d'angles comme entrées permettent à un réseau de neurones de classification de données de donner des regroupements de barres cohérents ou suffisamment cohérents, et ce, sans faire de changements dans le réseau électrique ou sur les barres. Malgré que les variations au niveau des angles soient seulement observées ainsi, il reste quand même un lien avec les variations de tension, comme mentionné dans l'Annexe II qui présente une théorie générale de l'écoulement de puissance, et la méthode permet toujours d'avoir une « image » des réponses des barres à une perturbation dans le réseau électrique. De plus, l'utilisation des différences de valeurs d'angles comme données d'entrées permet de regrouper n'importe quel type de barre.

D'autres facteurs qui peuvent influencer les divisions sont la normalisation des données d'entrées et les réseaux de neurones utilisés pour la classification des données. La normalisation des entrées est habituellement recommandée pour éviter les « mauvaises » influences de certaines entrées dans le regroupement à être fait et pour assurer une uniformité

statistique sur les valeurs à l'entrée et à la sortie. L'équation suivante, tirée de Mendelsohn (1993), est utilisée pour normaliser les entrées dans la méthodologie proposée :

$$I = I_{min} + (I_{max} - I_{min}) \cdot \frac{(D - D_{min})}{(D_{max} - D_{min})} \quad (2.4)$$

où I est l'entrée normalisée (entre 0 et 1) et où D est la donnée. Malgré que les réseaux de neurones compétitif et LVQ puissent diviser un réseau électrique simple, ils ne sont pas capables de diviser un réseau électrique complexe, contrairement au SOM. Aussi, la qualité de la division peut être améliorée en utilisant un réseau de neurones de classification de données plus efficace comme le SOM. Comme mentionné dans la section précédente, la carte auto-adaptative possède des qualités qui le rendent plus efficace dans l'identification des patrons de données que les réseaux de neurones compétitif et LVQ. Finalement, un autre facteur influençant la qualité des divisions est le type et la manière dans laquelle les perturbations sont faites en simulation.

En se basant sur le concept original de Nizam (2010), une nouvelle méthodologie utilisant le SOM est proposée pour diviser plus efficacement un réseau électrique. La nouvelle méthodologie est pratiquement la même que celle de Nizam (2010) exceptée que cette fois-ci un SOM est utilisé, que seulement les valeurs des angles de phase sont considérées et que différents types de perturbations sont faites sur le réseau électrique avec un programme de stabilité transitoire. Durant les simulations, il a été noté qu'utiliser un programme de stabilité transitoire pour simuler des perturbations, consistant dans l'ajout de puissance réactive sur certaines barres, permet d'obtenir de bonnes données pour la division. En fait, ces perturbations sont plus représentatives des perturbations qui se produisent dans un réseau électrique dans le monde réel. Par conséquent, durant les simulations, un certain nombre de perturbations consistant en l'ajout d'une réactance sur des barres ont été simulées sur le réseau électrique à l'aide d'un programme de stabilité transitoire. D'ailleurs, un groupe de perturbations peut constituer une série de perturbations de façon à ce qu'un nombre désiré de séries de perturbations puisse être effectuées durant les simulations. Les données relevées durant chaque série de perturbations sur chaque barre couvrent l'état initial du réseau

électrique jusqu'à la fin de l'application de toutes les perturbations. Ceci permet de relever une grande quantité de données et d'extraire des données durant les périodes transitoires, créant ainsi une bonne base de données pour le SOM.

Une fois que toutes les données sont relevées, la différence entre chaque valeur actuelle et initiale est calculée pour chaque série de perturbations, après quoi la normalisation des valeurs calculées est faite. Par après, les données d'entrées sont fournies au SOM pour apprentissage. Suivant les recommandations de Haykin (2009), 1000 itérations sont faites durant la phase d'auto-adaptation et un nombre d'itérations égalant 500 fois le nombre de neurones est aussi fait pour assurer un bon apprentissage. Le nombre de neurones dans le SOM correspond au nombre de patrons de données désiré (zones). Après la phase d'apprentissage, la carte auto-adaptative donne un certain nombre de regroupements de données contenant les barres ayant des réactions similaires à des perturbations, divisant ainsi le réseau électrique. Le diagramme dans la Figure 2.2 montre la procédure de la méthodologie proposée avec le SOM:

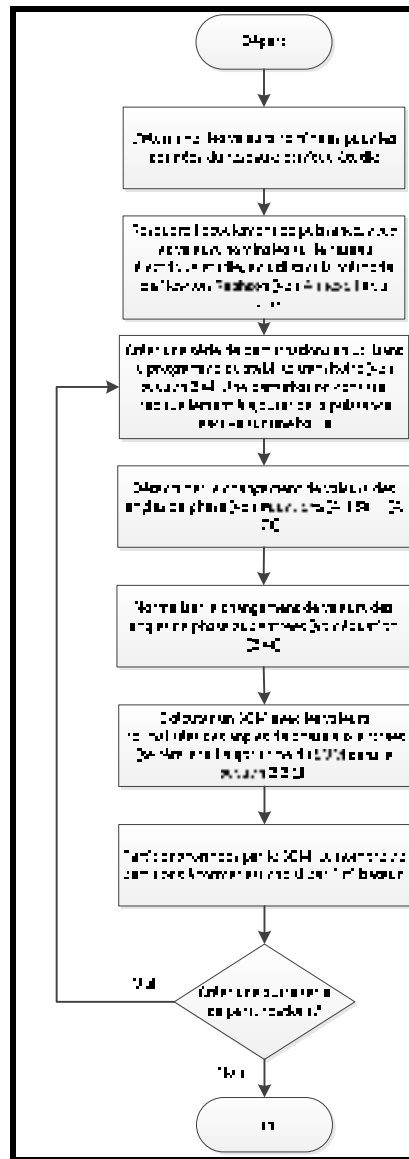


Figure 2.2 Procédure de la méthodologie proposée avec le SOM

Il est à remarquer que dans la méthodologie proposée, un écoulement de puissance normal est réalisé sur le réseau électrique aussi avant que les perturbations soient faites. Comme il est expliqué dans la section 2.4, l'écoulement de puissance est fait de sorte à ce que les données d'un réseau électrique « résolu » puissent être transférées au programme de stabilité transitoire utilisé pour les simulations.

2.3 « Fuzzy C-Means »

Durant les simulations, il a été noté que la classification par la logique floue (« Fuzzy Logic ») avec le « Fuzzy C-Means » permet aussi d'obtenir des bonnes divisions pour le réseau électrique. En fait, le « Fuzzy C-Means » est capable de donner exactement les mêmes divisions que celles trouvées par le SOM en utilisant pratiquement les mêmes données. La seule différence est que dans la méthodologie employant le SOM, les données se retrouvent à être normalisées alors que pour la méthode avec le « Fuzzy C-Means », les données des angles sont en radians. D'ailleurs, il a été observé que le « Fuzzy C-Means » peut diviser plus rapidement un réseau électrique comparativement qu'avec un SOM.

2.3.1 Théorie générale

La logique floue a vu son utilisation et la variété de ses applications augmenter depuis les dernières années. De nos jours, les applications, parmi d'autres, peuvent aller des produits de consommation jusqu'aux procédés industriels comme relevées par Langari et John (1995). En fait, la logique floue est souvent utilisée dans les applications pour compenser le fossé qu'il y a entre le traitement symbolique et le calcul numérique. La théorie de la logique floue implique que les classes d'objets ont des frontières non définies où l'adhésion à la classe est une simple question de degré d'appartenance. Peu importe la définition donnée à la logique floue, elle diffère toujours en concept et en substance de la définition des systèmes logiques à valeurs multiples. Aussi, la logique floue, qui est basée sur le langage naturel, est conceptuellement facile à comprendre, flexible et est souvent utilisé lorsqu'un problème logique complexe peut être résolu de façon simple selon le guide du « Fuzzy Logic Toolbox » de Mathworks (2011). À cet égard, le « Fuzzy C-Means » est une technique de classification de données qui utilise la logique floue. Dans ce type de classification, chaque élément appartient à une classe avec un degré d'appartenance. Ce qui suit permet de comprendre le fonctionnement du « Fuzzy C-Means » généré avec le « Fuzzy Logic Toolbox » du logiciel « Matlab ».

L'algorithme du « Fuzzy C-Means », qui avait originalement été proposé par M. Bezdek, est aussi connu sous le nom « d'optimisation itérative » comme l'explique Ross (2004). D'après Ross (2004), l'objectif principal de cet algorithme est de trouver la meilleure solution disponible, dans un niveau prédéterminé de précision, pour une quantité c de divisions optimales floues. Cette solution peut être représentée par les équations suivantes :

$$J_m^*(\underline{U}^*, v^*) = \min_{M_{fc}} J_m(\underline{U}, v) \quad (2.5)$$

$$\text{où } J_m(\underline{U}, v) = \sum_{k=1}^n \sum_{i=1}^c (\mu_{ik})^{m'} (d_{ik})^2 \quad (2.6)$$

$$\text{et où } d_{ik} = d(x_k - v_i) = \left[\sum_{j=1}^m (x_{kj} - v_{ij})^2 \right]^{1/2} \quad (2.7)$$

Dans les équations précédentes, \underline{U} est une matrice de partition, M_{fc} est un ensemble de matrices de partition « fuzzy », n est le nombre de groupes de données, c le nombre de classes et J_m est la fonction objectif. Aussi, μ_{ik} représente l'adhésion au k -ième point de donnée dans la i -ième classe alors que m' représente un paramètre de poids. La mesure de distance est une distance Euclidienne entre le i -ième centre de classe et le k -ième groupe de données (point de donnée dans le m espace) alors que v_i est le i -ième centre de classe décrit par m caractéristiques (m coordonnées) et peut être arrangé sous une forme vectorielle. Le vecteur v_i peut prendre cette forme : $v_i = \{ v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{im} \}$. Il est aussi à noter que le vecteur v_{ij} peut être calculé à l'aide de l'équation suivante tirée de Ross (2004) :

$$v_{ij} = \frac{\sum_{k=1}^n \mu_{ik}^{m'} \cdot x_{kj}}{\sum_{k=1}^n \mu_{ik}^{m'}} \quad (2.8)$$

où j est une variable dans l'espace des caractéristiques, i.e., $j = 1, 2, \dots, m$.

2.3.2 Division en zones d'un réseau à l'aide d'un « Fuzzy C-Means »

La division d'un réseau électrique avec le « Fuzzy C-Means » suit les mêmes principes que celle avec le SOM. La seule différence entre les deux méthodologies est le fait que la méthode avec le SOM utilise les données des angles de phase normalisés alors que la méthode avec le « Fuzzy C-Means » utilise les valeurs des angles non-normalisés à la place. D'ailleurs, le « Fuzzy C-Means » a été adapté de façon à ce qu'il puisse prendre en entrée des valeurs d'angles en radians. Le diagramme suivant montre la procédure de la méthodologie proposée avec le « Fuzzy C-Means » :

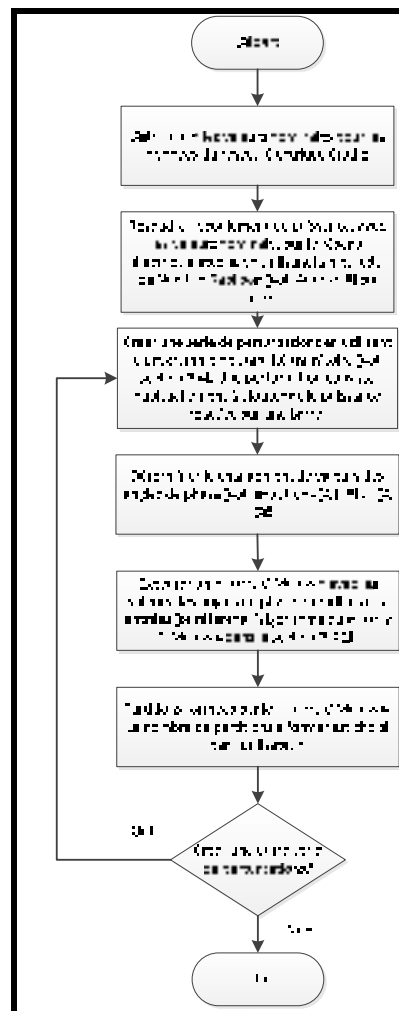


Figure 2.3 Procédure de la méthodologie proposée avec le « Fuzzy C-Means »

Le « Fuzzy Logic Toolbox » du logiciel « Matlab » a été utilisé pour réaliser le « Fuzzy C-Means ». Durant les simulations, l'exposant de la matrice de division U a été fixé à deux alors que le nombre maximum d'itérations a été fixé à 100. Aussi, la quantité minimale d'amélioration a été fixée à 0,1. Finalement, le nombre de classes à trouver a été déterminé par l'utilisateur.

2.4 Études de cas

Les méthodologies proposées sont tout d'abord mises à l'essai sur le réseau d'IEEE de 39 nœuds et sur une version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds. Le SOM est réalisé avec le « Neural Neuron Toolbox » du logiciel « Matlab » et le « Fuzzy C-Means » est programmé avec le « Fuzzy Logic Toolbox » du même logiciel. La description de ces outils peut être retrouvée dans les guides d'utilisateurs de Beale, Hagan et Demuth (2010) et de Mathworks (2011). Les données des barres de chaque réseau électrique ont été fournies à l'auteur de ce mémoire par l'IREQ et elles ont été relevées à l'aide du logiciel « ST600 » d'Hydro-Québec, qui est un programme de stabilité transitoire comme décrit dans le manuel d'utilisation de Valette, Loud et Huang (2000). Par ailleurs, le programme de stabilité transitoire prend ses valeurs initiales d'un réseau électrique déjà résolu produit par le logiciel « RP600 ». Le logiciel RP600 est décrit dans le manuel d'utilisation d'Audette *et al.* (2001). Il est à noter que les données fournies à l'auteur du mémoire pour le réseau d'IEEE de 118 nœuds ont été générées à partir d'une version du réseau dans laquelle certaines barres de génération ont été converties en barres de charge lorsque le logiciel ST600 a été utilisé, d'où la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds. Les changements apportés sont indiqués dans l'Annexe I du présent mémoire. Ce qui suit décrit comment les données ont été générées et comment la division a été effectuée sur chaque réseau électrique à partir du SOM ou du « Fuzzy C-Means ».

Tout d'abord, un écoulement de puissance initial sur le réseau électrique étudié est réalisé. La solution trouvée initialise la simulation de la stabilité transitoire. Par après, différentes perturbations sont simulées avec le logiciel ST600. Les perturbations consistent à ajouter une

puissance réactive dans le réseau électrique avec des capacitances ou à en enlever avec des inductances. Aussi, ces perturbations sont appliquées après un certain nombre de cycles (1 cycle = 1/60 secondes) durant les simulations de manière à représenter des perturbations réalistes. Ceci permet d'avoir une meilleure idée de comment les différentes barres dans le réseau électrique vont réagir aux perturbations. Durant les simulations, les valeurs des angles de phase sont relevées pour chaque barre à chaque cycle. Les données sont ensuite normalisées en utilisant un algorithme écrit dans « Matlab » de façon à ce qu'elles puissent être utilisées avec le SOM. Si le « Fuzzy C-Means » est utilisé, dans ce cas, les données extraites ne sont pas normalisées et elles sont plutôt converties en radians. Finalement, le SOM ou le « Fuzzy C-Means » est exécuté et l'algorithme choisi crée les différentes classes de données représentant les différentes divisions cohérentes du réseau électrique. Les Tableaux 2.1 et 2.2 montrent les différentes perturbations aléatoires qui ont été simulées, du point de vue des générateurs, pour relever les données du réseau d'IEEE de 39 nœuds et du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds.

Tableau 2.1 Perturbations simulées pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds

Série de perturbations #	Sur la barre #	Puissance réactive ajoutée	Description	Appliquée après
1	1	-30 MVAR	Inductance ajoutée	60 cycles
	1	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	260 cycles
	9	-30 MVAR	Inductance ajoutée	360 cycles
	9	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	560 cycles
2	15	-30 MVAR	Inductance ajoutée	60 cycles
	15	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	260 cycles
	18	-30 MVAR	Inductance ajoutée	360 cycles
	18	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	560 cycles
3	9	-30 MVAR	Inductance ajoutée	60 cycles
	9	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	260 cycles
	19	-30 MVAR	Inductance ajoutée	360 cycles
	19	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	560 cycles
4	6	-30 MVAR	Inductance ajoutée	60 cycles
	6	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	260 cycles
	29	-30 MVAR	Inductance ajoutée	360 cycles
	29	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	560 cycles
5	13	-30 MVAR	Inductance ajoutée	60 cycles
	13	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	260 cycles
	34	-30 MVAR	Inductance ajoutée	360 cycles
	34	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	560 cycles
6	7	-30 MVAR	Inductance ajoutée	60 cycles
	7	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	260 cycles
	17	-30 MVAR	Inductance ajoutée	360 cycles
	17	+30 MVAR	Capacitance ajoutée	560 cycles

Tableau 2.2 Perturbations simulées pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Série de perturbations #	Sur la barre #	Puissance réactive ajoutée	Description	Appliquée après
1	15	-100 MVAR	Inductance ajoutée	70 cycles
	15	+10 MVAR	Capacitance ajoutée	770 cycles
2	4	-100 MVAR	Inductance ajoutée	70 cycles
	4	+10 MVAR	Capacitance ajoutée	770 cycles
3	35	-100 MVAR	Inductance ajoutée	70 cycles
	35	+10 MVAR	Capacitance ajoutée	770 cycles
4	1	-100 MVAR	Inductance ajoutée	70 cycles
	1	+10 MVAR	Capacitance ajoutée	770 cycles
5	24	-100 MVAR	Inductance ajoutée	70 cycles
	24	+10 MVAR	Capacitance ajoutée	770 cycles
6	18	-100 MVAR	Inductance ajoutée	70 cycles
	18	+10 MVAR	Capacitance ajoutée	770 cycles
7	7	-100 MVAR	Inductance ajoutée	70 cycles
	7	+10 MVAR	Capacitance ajoutée	770 cycles

Les Figures 2.4 et 2.5 montrent les meilleures divisions obtenues pour chaque réseau électrique. Il est à noter que les deux méthodologies suggérées ont donné exactement les mêmes divisions. Les deux prochaines figures montrent les divisions les plus souvent obtenues pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds avec trois zones :

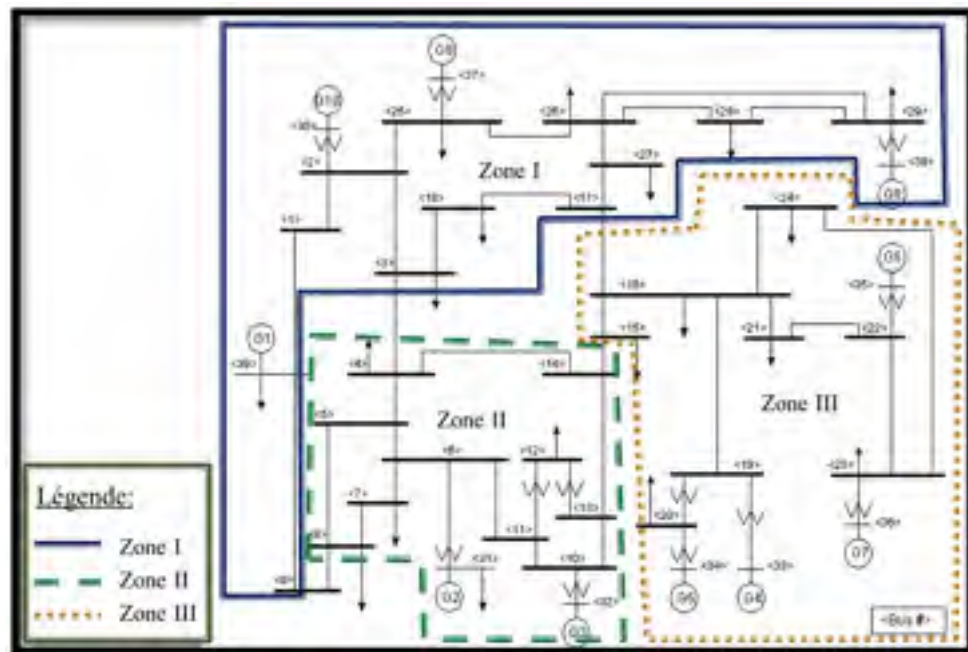


Figure 2.4 Division du réseau d'IEEE de 39 nœuds en trois zones le plus souvent obtenue avec le SOM

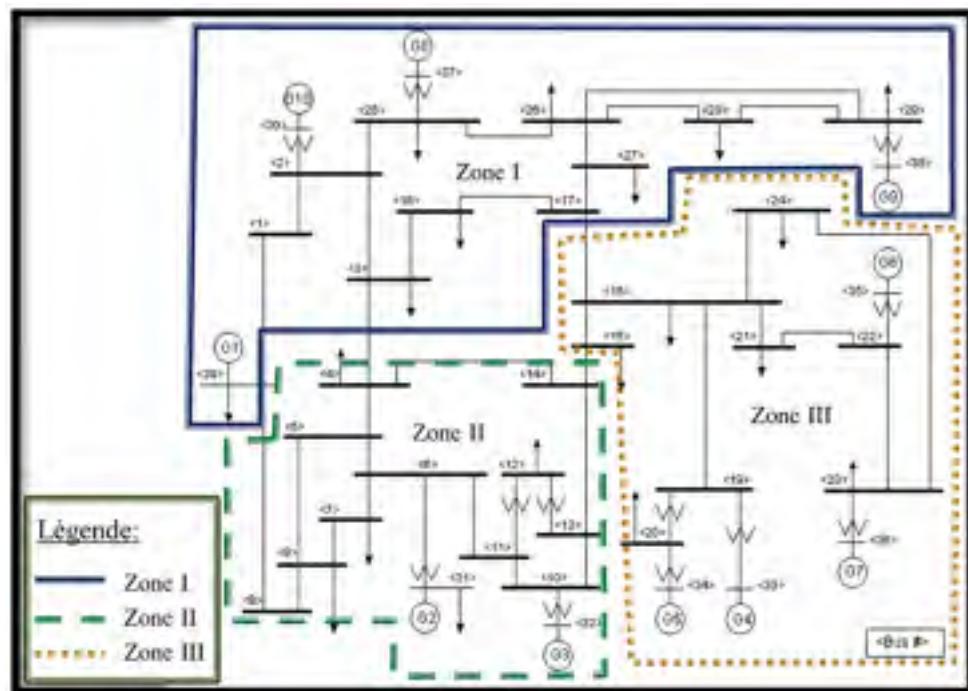


Figure 2.5 Division du réseau d'IEEE de 39 nœuds en trois zones le plus souvent obtenue avec le « Fuzzy C-Means »

La seule différence entre les deux résultats est que dans la Figure 2.4, la barre #9 fait partie de la zone I alors que dans la Figure 2.5, elle fait plutôt partie de la zone II. Dans les deux figures, il peut être observé que toutes les barres à l'intérieur de chaque zone sont connectées et qu'il n'y a aucune « barre isolée » dans chaque zone, ce qui rend ces divisions « cohérentes ». De plus, les deux résultats peuvent être obtenus avec le SOM ou avec le « Fuzzy C-Means ». Or, le SOM donne plus souvent la partition de la Figure 2.4 comme divisions pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds alors que le « Fuzzy C-Means » donne plus souvent celles de la Figure 2.5. Enfin, les barres choisies dans chaque zone pour les deux partitions effectuées sont listées dans l'Annexe III.

La figure suivante montre les divisions faites sur le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds en trois zones :

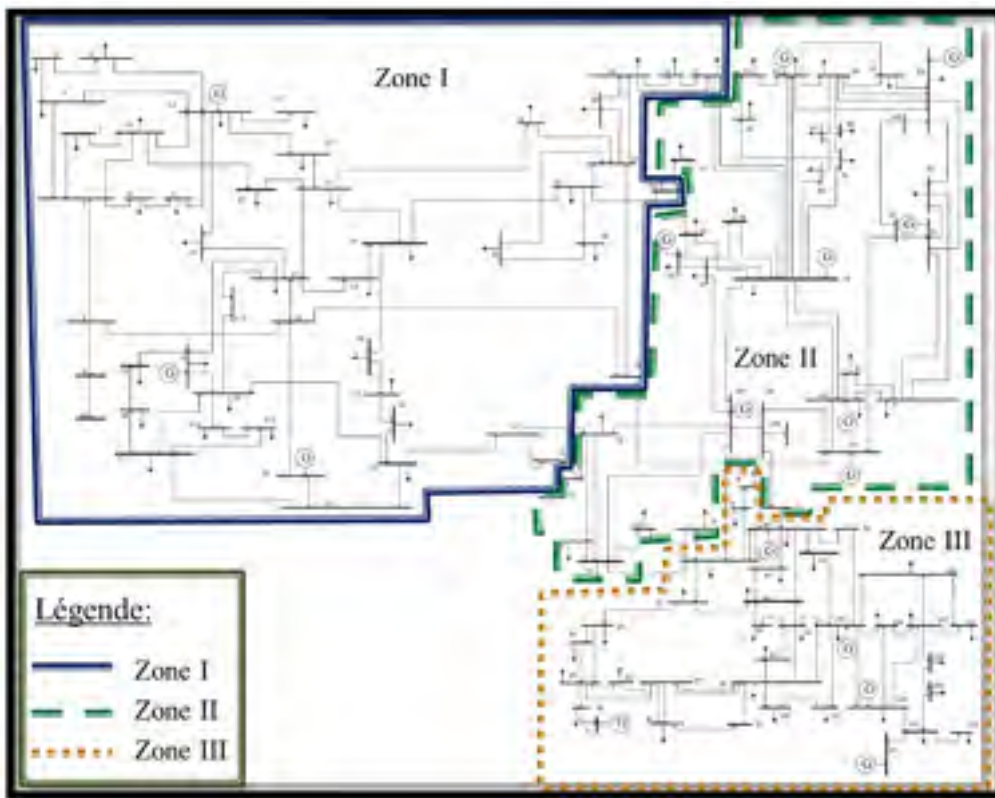


Figure 2.6 Division de la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds en trois zones avec le SOM et avec le « Fuzzy C-Means »

Une fois encore, toutes les barres à l'intérieur de chaque zone sont connectées et il n'y a aucune barre isolée dans chacune des zones, ce qui rend ces divisions cohérentes. Par ailleurs, les barres choisies dans chaque zone sont listées dans l'Annexe III. Il est intéressant de noter que les divisions montrées peuvent aussi être obtenues avec une quantité limitée de données avec la carte auto-adaptative. En fait, avec quatre valeurs pour chaque barre dans chaque série de perturbations, il est possible d'obtenir les mêmes divisions qu'en utilisant 600 valeurs pour chaque barre dans chaque série de perturbations. Ceci montre que le SOM est capable d'apprendre les patrons des entrées avec une base de données limitée. Cependant, pour obtenir les meilleurs résultats possibles, il est recommandé d'utiliser une grande quantité de données pour la division, mais il est à noter qu'il est possible de faire des compromis entre le temps de calcul et la quantité de données à utiliser. D'un autre côté, le « Fuzzy C-Means » a besoin d'une grande quantité de valeurs pour être capable de générer des divisions satisfaisantes pour le réseau électrique. Malgré que les deux méthodologies soient capables de fournir exactement les mêmes résultats, il a été noté que le SOM a donné des résultats avec une meilleure répétabilité comparativement au « Fuzzy C-Means » lors des simulations. Le tableau suivant montre la répétabilité des méthodologies avec le « Fuzzy C-Means » et avec le SOM :

Tableau 2.3 Répétabilité des méthodologies de division quand chacune est répétée 30 fois

Méthodologie	Réseau d'IEEE de 39 nœuds	Réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds
	Division de la Figure 2.4 ou de la Figure 2.5 obtenue	Division de la Figure 2.6 obtenue
Fuzzy C-Means	13/30	10/30
SOM	23/30	30/30

Ce tableau illustre combien de fois les divisions montrées dans les Figures 2.4 à 2.6 ont été obtenues lorsque chaque algorithme de classification est répété 30 fois. Également, chaque division a été obtenue en utilisant une grande quantité de données pour les deux techniques de division. Le Tableau 2.3 montre que la technique utilisant le SOM a une meilleure

répétabilité que celle utilisant le « Fuzzy C-Means ». Par exemple, pour la division montrée dans la Figure 2.6 pour la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds, la méthodologie avec SOM donne de façon continue ce résultat alors que la technique avec le « Fuzzy C-Means » donne 10 fois cette division et 20 fois une division différente. Comme mentionné précédemment, la méthodologie avec le « Fuzzy C-Means » donne plus souvent la division de la Figure 2.5 pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds alors que le SOM donne plus souvent celle de la Figure 2.4. Par contre, avec les deux variations combinées, selon le Tableau 2.3, le SOM donne toujours une meilleure répétabilité que le « Fuzzy C-Means ». Ceci démontre que la technique avec le SOM est plus robuste que celle utilisant le « Fuzzy C-Means ». En fait, la meilleure robustesse de la technique avec le SOM se situe au niveau des calculs.

2.5 Discussion sur les méthodologies proposées

Les nouvelles méthodologies proposées ont l'avantage d'être relativement simples. Une fois que les valeurs des différences des angles de phase sont obtenues à l'aide d'un programme de stabilité transitoire, il ne suffit que de donner les valeurs au SOM ou au « Fuzzy C-Means » et de vérifier que les zones obtenues soient cohérentes. Aussi, comme de nos jours il est possible d'avoir le SOM ou le « Fuzzy C-Means » déjà préprogrammé dans une boîte d'outil logicielle, le fardeau de programmer ces algorithmes de classification de données est pratiquement inexistant. En fait, c'est une simple question de fixer les bons paramètres et de modifier partiellement le SOM ou le « Fuzzy C-Means » préprogrammé. Aussi, le SOM ne requiert pas beaucoup de données pour donner une bonne division du réseau électrique. Cependant, ce n'est pas le cas pour le « Fuzzy C-Means ». Néanmoins, la faible exigence de données pour le SOM démontre que les différences d'angles de phase seules peuvent définir de façon efficace comment les barres réagissent aux perturbations dans un réseau électrique. Un avantage de la méthodologie avec le « Fuzzy C-Means » est qu'elle utilise la logique floue, ce qui permet d'obtenir des classifications de données plus « pratiques ». Il a aussi été noté que le SOM donne une meilleure répétabilité que le « Fuzzy C-Means »; ce qui veut dire que la méthodologie avec le SOM est plus robuste que celle utilisant le « Fuzzy C-Means ».

Cependant, ces méthodologies ont le désavantage d'avoir besoin d'un programme de stabilité transitoire qui peut relever des valeurs durant les périodes transitoires pour obtenir les meilleurs résultats possibles. Malgré tout, il est possible d'obtenir des divisions suffisamment cohérentes en utilisant un écoulement de puissance traditionnel au lieu d'un programme de stabilité transitoire. Aussi, une faiblesse des méthodologies proposées est le fait qu'elles n'utilisent pas les valeurs de différence de tension pour diviser un réseau électrique. Or, comme il a été discuté précédemment, les tensions sur les barres de génération sont fixes, ce qui fait en sorte qu'il n'est pas possible d'obtenir une bonne base de données de différences de tension qui pourrait être utilisée de façon adéquate par un algorithme de classification de données. Un autre point faible de la méthodologie utilisant le « Fuzzy C-Means » est le fait que cette méthode requiert une grande quantité de données pour être capable de donner des divisions satisfaisantes dans un réseau électrique.

2.6 Conclusion

En conclusion, ce chapitre a proposé des nouvelles méthodologies de division d'un réseau électrique utilisant la carte auto-adaptative (SOM) ou le « Fuzzy C-Means », et utilisant seulement des valeurs d'angles de phase. Une description du SOM et du « Fuzzy C-Means » a aussi été donnée ainsi que des explications possibles à la formation de zones non-cohérentes avec le concept original des méthodologies développé dans l'article de Nizam (2010). Dans le présent chapitre, des nouvelles méthodologies de divisions ont été décrites et des études de cas ont été présentées. De plus, les résultats présentés dans cette section démontrent qu'il est possible de diviser un réseau électrique en zones cohérentes en utilisant seulement les valeurs des différences d'angles de phase avec un SOM ou avec un « Fuzzy C-Means », et que le SOM est le plus robuste des deux algorithmes de classification au niveau des calculs. L'article de Mezquita *et al.* (2011) a été coécrit par l'auteur de ce mémoire et traite de la méthodologie de division de réseaux électriques à l'aide d'un « Fuzzy C-Means ». Le prochain chapitre traite de la recherche de nœuds pilotes dans un réseau électrique et de la méthodologie mise à l'essai dans ce mémoire pour cela.

CHAPITRE 3

SÉLECTION DES NŒUDS PILOTES

3.1 Introduction

Une méthode de sélection de nœuds pilotes intéressante a été trouvée dans la littérature. La méthode est celle présentée dans les articles de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996). Cette méthode se distingue par le fait qu'elle emploie une méthodologie mathématique et théorique dans la recherche de nœuds pilotes comparativement à d'autres méthodes qui requièrent l'intervention du concepteur durant le processus de recherche.

Le présent chapitre commence par expliquer l'algorithme génétique utilisé pour la minimisation de la fonction objectif de l'algorithme de recherche de nœuds pilotes. Par la suite, la méthode de recherche globale des nœuds pilotes telle que décrite dans les articles de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) est présentée. L'application de la méthode à l'aide d'un algorithme génétique et des études de cas sont ensuite détaillées. Enfin, le chapitre se termine avec une discussion sur la méthode de recherche de nœuds pilotes.

3.2 L'algorithme génétique

L'algorithme génétique (AG) est essentiellement un algorithme d'optimisation. Son utilité principale est de minimiser une fonction objectif en générant des valeurs aléatoires pour une variable désignée qui éventuellement tendra à minimiser la valeur de la fonction objectif. L'algorithme utilise le concept « d'évolution » pour trouver la bonne valeur pour la variable désignée. Il y a au moins cinq concepts impliqués dans l'algorithme génétique : « la représentation individuelle », « la population initiale », « l'évaluation de la condition physique », « la reproduction » et « le croisement et la mutation » comme le mentionnent Richardot *et al.* (2009). Le concept de la représentation individuelle consiste à décider

comment un individu sera représenté dans l'AG. L'individu est en réalité une variable désignée qui devrait minimiser la valeur de la fonction objectif. Dans l'article de Richardot *et al.* (2009), il a été décidé par exemple qu'un individu est simplement un vecteur pour lequel ses valeurs sont des numéros de barres du réseau électrique étudié. Plus spécifiquement, le vecteur contient des valeurs entières allant de 1 à n_B , où n_B est le nombre de barres dans le réseau électrique. Dans d'autres types de problèmes, l'individu est habituellement représenté par des valeurs binaires ou par des valeurs réelles. La représentation de l'individu dépend habituellement du problème d'optimisation.

Le concept de la population initiale est relié à l'ensemble initial de solutions possibles qui est généré par l'AG ou qui est donné à ce dernier. Cet ensemble initial est en fait un ensemble de valeurs pour la variable désignée qui permettent de minimiser la fonction objectif. Durant l'exécution de l'AG, ces solutions proposées sont mises à l'essai pour voir si l'une d'entre elles peut minimiser encore davantage la fonction objectif. Si une de ces solutions y parvient, celle-ci est conservée. Sinon, la solution proposée est mise de côté à moins qu'elle soit gardée comme une élite. Il est à noter que le fait de garder des valeurs comme élites correspond en fait à faire usage « d'élitisme », qui est un autre concept des algorithmes génétiques. L'évaluation de la fonction objectif est faite à l'aide de la fonction d'évaluation de la « condition physique », d'où le concept de cette dernière. En général, le problème traité est de type sans contraintes ou adapté de sorte à le rendre ainsi. Dans le cas d'un problème sans contraintes, la « condition physique » coïncide avec la fonction objectif. Dans le cas de la méthode de sélection de nœuds pilotes présentée dans l'article de Richardot *et al.* (2009), la fonction objectif est la valeur de « condition physique » pour leur algorithme génétique.

L'aspect « évolution » de l'algorithme génétique est essentiellement illustré à l'aide des concepts de « reproduction » et de « croisement et mutation ». Comme expliqué par Richardot *et al.* (2009), la reproduction dans les AG consiste en la copie d'individus selon leur condition physique telle qu'évaluée par la fonction d'évaluation de la condition physique. Ainsi, les individus avec des bonnes caractéristiques ont une plus grande probabilité de contribuer dans la création de « progénitures » pour la prochaine génération.

Ce processus est fait pour chaque génération (itération) dont le nombre peut être choisi par l'utilisateur. Aussi, le processus de la reproduction peut être complété par le processus de « croisement ». Ce processus consiste simplement à réorganiser l'information de deux individus pour produire un nouvel individu dans le but d'explorer de nouvelles régions dans l'espace de recherche. De plus, le processus de mutation peut également être utilisé de la même façon pour diversifier encore davantage les individus générés à chaque génération. L'utilité principale de ces derniers concepts est d'explorer autant que possible l'espace de recherche pour trouver le meilleur individu qui permettra de minimiser le plus possible la fonction objectif.

Essentiellement, l'algorithme génétique est un algorithme d'optimisation global qui génère initialement ou qui se voit fournir un ensemble initial de solutions possibles (individus). Chaque individu est ensuite mis à l'essai pour déterminer lesquels minimisent le plus possible la fonction objectif. Les meilleurs individus (meilleures solutions) dans l'ensemble analysé sont gardés et mélangés pour générer un nouvel ensemble d'individus pour la prochaine génération (itération). Ce nouvel ensemble peut contenir les meilleures solutions trouvées précédemment et des nouvelles valeurs générées par les fonctions de croisement et de mutation. Ces valeurs sont mises à l'essai de nouveau pour trouver lesquelles minimisent encore davantage la valeur de la fonction objectif. Ce processus est fait en boucle jusqu'à ce qu'un nombre maximal de générations ou de générations où les meilleurs individus ne changent pas est atteint. À la fin du processus, l'AG choisit l'individu qui donne la plus faible valeur pour la fonction objectif; cet individu est la solution au problème.

3.3 Méthode de recherche globale des nœuds pilotes

Cette section regroupe les démarches utilisées dans les articles de de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) pour déterminer la fonction objectif utilisée dans l'algorithme de recherche. La méthode illustrée dans ces articles pour la sélection des nœuds pilotes est basée sur le modèle linéaire suivant de l'équation de la sensibilité :

$$\begin{bmatrix} S_{gg} & S_{gl} \\ S_{lg} & S_{ll} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_g \\ \Delta V_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta Q_g \\ \Delta Q_l \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Dans cette équation, \mathbf{S} est la matrice de sensibilité, ΔV est le vecteur de variations de tensions et ΔQ est le vecteur de variations de puissances réactives. ΔQ_l est le vecteur de perturbations et des valeurs aléatoires suivant une loi normale peuvent le représenter. La matrice de covariance \mathbf{C}_{ll} utilisée dans la fonction objectif employée pour la recherche de nœuds pilote est définie ainsi :

$$\mathbf{C}_{ll} = E\{\Delta Q_l \cdot \Delta Q_l^T\} \quad (3.2)$$

Dans l'article de Sancha *et al.* (1996), on mentionne que la somme attendue des déviations des tensions au carré sur toutes les barres de charge sont :

$$\sum_{i=1}^{n_l} (\Delta V_i^2) = E\{\Delta V_l^T \cdot Q_x \cdot \Delta V_l\} \quad (3.3)$$

où Q_x est la matrice diagonale de poids et n_l est le nombre de barres de charge. La tension du nœud pilote change selon les changements de puissance réactive des charges. Par conséquent, l'équation suivante peut être établie :

$$\Delta V_p = \mathbf{P} \cdot \mathbf{M} \cdot \Delta Q_l \quad (3.4)$$

Dans l'équation précédente, \mathbf{M} est une matrice de sensibilité et \mathbf{P} est la matrice de sélection de nœuds pilotes. La matrice \mathbf{M} est définie par l'équation suivante:

$$\mathbf{M} \triangleq \mathbf{S}_{ll}^{-1} \quad (3.5)$$

La dimension de \mathbf{P} est $(n_p \times n_l)$ où n_p est le nombre désiré de nœuds pilotes et où n_l est le nombre de barres de charge. Aussi, $P_{ij} = 1$ si la barre j est le i -ième nœud pilote et 0 autrement. En utilisant une approximation linéaire, les actions des générateurs pour ramener les tensions des nœuds pilotes à leurs valeurs de référence peuvent être représentées par

l'équation suivante tirée de Sancha *et al.* (1996) :

$$\Delta V_g = -K \cdot \Delta V_p \quad (3.6)$$

où K est une matrice contenant les lois de contrôle. D'après Conejo, de la Fuente et Göransson (1994), cette matrice peut être définie ainsi :

$$K \triangleq (P \cdot B)^T \cdot (P \cdot B \cdot B^T \cdot P^T)^{-1} \quad (3.7)$$

Par ailleurs, la matrice B est également une matrice de sensibilité qui est définie ainsi :

$$B \triangleq -S_{ll}^{-1} \cdot S_{lg} \quad (3.8)$$

D'après Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et Sancha *et al.* (1996), l'effet total sur les barres de charge peut être calculé avec ce qui suit :

$$\Delta V_l = M \cdot \Delta Q_l + B \cdot \Delta V_g \quad (3.9)$$

En substituant dans l'équation (3.9) ΔV_g à l'aide de l'équation (3.6) et subséquentement ΔV_p à l'aide de l'équation (3.4), il est possible d'obtenir les équations suivantes :

$$\Delta V_l = M \cdot \Delta Q_l + B \cdot -K \cdot \Delta V_p \quad (3.10)$$

$$\Delta V_l = M \cdot \Delta Q_l + B \cdot -K \cdot P \cdot M \cdot \Delta Q_l \quad (3.11)$$

$$\Delta V_l = (I - B \cdot K \cdot P) \cdot M \cdot \Delta Q_l \quad (3.12)$$

À partir des équations (3.3) et (3.12), il est possible de déduire que l'indice ultimement minimisé à travers la sélection de nœuds pilotes (à travers la sélection de P) est :

$$I(P) = E \left\{ \left((I - B \cdot K \cdot P) \cdot M \cdot \Delta Q_l \right)^T \cdot Q_x \cdot (I - B \cdot K \cdot P) \cdot M \cdot \Delta Q_l \right\} \quad (3.13)$$

Comme $x^T \cdot Q_x \cdot x = \text{trace} [Q_x \cdot x \cdot x^T]$, il est possible d'obtenir ce qui suit :

$$I(P) = E \{ \text{trace} [Q_x \cdot (I - B \cdot K \cdot P) \cdot M \cdot \Delta Q_l \cdot \Delta Q_l^T \cdot M^T \cdot (I - B \cdot K \cdot P)^T] \} \quad (3.14)$$

D'ailleurs, selon Sancha *et al.* (1996), si on considère en plus que $M \cdot C_{ll} \cdot M^T = D_l$, où D_l est la matrice de covariance de la déviation de la tension sur les barres de charge, il est possible d'obtenir la fonction objectif suivante :

$$\min_C J(C) = \text{trace} [Q_x \cdot (I - B \cdot K \cdot P) \cdot D_l \cdot (I - B \cdot K \cdot P)^T] \quad (3.15)$$

Dans l'article de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994), plusieurs algorithmes d'optimisation ont été utilisés pour choisir les nœuds pilotes dont l'algorithme « greedy » et l'algorithme du « simulated annealing ». Or, dans le cadre de la recherche, l'algorithme génétique a plutôt été utilisé. Par ailleurs, la fonction objectif définie dans l'équation (3.15) est celle qui est utilisée dans la recherche de nœuds pilotes réalisée dans ce mémoire.

3.4 Méthode de recherche globale des nœuds pilotes mis à l'essai avec un AG

La méthode présentée dans les articles de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) a davantage été mise à l'essai. Par ailleurs, un algorithme génétique a été utilisé pour minimiser la fonction objectif de cette méthode. La méthodologie a été implémentée en utilisant l'algorithme suivant:

- 1) charger les données pour le réseau électrique non perturbé;
- 2) générer des valeurs aléatoires pour ΔQ_i ;
- 3) choisir le nombre désiré de nœuds pilotes;
- 4) initialiser la population initiale si nécessaire;

- 5) mettre les différentes valeurs des paramètres dans la fonction objectif et dans l'algorithme génétique;
- 6) choisir de façon aléatoire avec l'AG les barres qui pourraient être des nœuds pilotes (des solutions possibles);
- 7) mettre à l'essai chaque solution pour voir si elle peut minimiser encore davantage la valeur de la fonction objectif représentée par l'équation (3.15);
- 8) considérer la solution proposée comme nouvelle meilleure solution si la fonction objectif, représentée par l'équation (3.15), est minimisée encore plus, ou la mettre de côté sinon, à moins qu'elle soit gardée comme élite;
- 9) terminer l'algorithme lorsque les conditions de terminaison sont atteintes pour l'AG (nombre maximal de générations totales permises ou de générations sans changement de solution atteint).

Les valeurs aléatoires suivant une loi normale générées pour ΔQ_l ont donné des perturbations variant entre -5 MVAR et 5 MVAR. Il est à noter qu'une matrice de dimensions $2000 \times n_l$ a été générée en utilisant la fonction « randn » du logiciel « Matlab » pour ΔQ_l . En utilisant ces dimensions pour ΔQ_l , la matrice de covariance C_{ll} , telle que définie par Conejo, de la Fuente et Göransson (1994), peut être mieux définie qu'avec des dimensions plus petites. En fait, plus de perturbations sont générées, mieux est définie la matrice de covariance C_{ll} . Les paramètres de l'algorithme génétique utilisé pour la méthode mise à l'essai sont les suivants :

- 1) une population de 60 individus est considérée;
- 2) un individu consiste en n_p nœuds pilotes;
- 3) les parents sont choisis avec la méthode universelle stochastique;
- 4) un croisement avec position indépendante est utilisée (« crossover scattered » dans « Matlab »);
- 5) une population initiale est donnée si nécessaire;
- 6) une fonction de mutation est utilisée;
- 7) l'élitisme est utilisé.

Il est à noter que les algorithmes génétiques sont créés avec les fonctions « gaoptimset » et « ga » du logiciel « Matlab ».

La sélection des nœuds pilotes peut se faire de deux manières avec la méthodologie. La première façon est de chercher plusieurs nœuds pilotes en utilisant les données de tout le réseau électrique complet. De cette façon, un certain nombre de nœuds pilotes est trouvé pour tout le réseau électrique. Cependant, avec ce type de recherche, il est possible qu'il y ait une ou plusieurs zones qui n'aient pas nécessairement de nœuds pilotes; il y a un risque qu'une zone n'obtiendra pas un nœud pilote, ce qui n'est pas l'objectif. La deuxième et meilleure manière de chercher des nœuds pilotes serait en fait de les chercher dans une zone à la fois. En d'autres mots, il est préférable de faire la recherche de nœuds pilotes en utilisant les données d'une zone seulement. Une fois que les nœuds pilotes pour cette zone sont choisis, les données d'une autre zone sont utilisées pour chercher les prochains nœuds pilotes. Ce processus est itéré jusqu'à ce que chaque zone ait ses nœuds pilotes. Pour les réseaux d'IEEE mis à l'essai, les divisions obtenues dans les Figures 2.4 et 2.6 ont été utilisées.

L'algorithme qui suit montre comment la recherche de nœuds pilotes est effectuée en utilisant les données de tout le réseau électrique complet avec la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996). Cet algorithme est fait plusieurs fois avec un nombre différent de nœuds pilotes à chercher à chaque fois. Ceci est fait dans le but de trouver un nœud pilote dans chaque zone. En fait, il a été noté que selon le nombre de nœuds pilotes cherchés, un nœud pilote n'est pas nécessairement trouvé dans chaque zone. Dans ce cas, il est nécessaire d'incrémenter le nombre de nœuds pilotes recherchés jusqu'à ce qu'un nœud pilote soit trouvé dans chaque zone. Par conséquent, selon le réseau électrique étudié, il est nécessaire de chercher un nombre relativement élevé de nœuds pilotes pour finalement trouver un nœud pilote dans chaque zone. L'algorithme suivant est par conséquent utilisé :

- 1) considérer que le nombre de nœuds pilotes à chercher est d'un pour la première itération;
- 2) appliquer la méthode de sélection de nœuds pilotes;

- 3) si un nœud pilote est trouvé dans une zone qui n'a pas encore la quantité désirée de nœuds pilotes, garder ce nœud pilote;
- 4) s'il y a une zone qui n'a pas encore la quantité désirée de nœuds pilotes, incrémenter d'un le nombre de nœuds pilotes à chercher et retourner à l'étape 2), sinon aller à l'étape 5);
- 5) garder les nœuds pilotes initialement trouvés pour chaque zone et éliminer les nœuds pilotes « excédants ».

Cet algorithme permet d'obtenir des résultats intéressants sans devoir utiliser seulement les données de la zone pour laquelle des nœuds pilotes sont cherchés. Cependant, il est préférable d'utiliser seulement les données de la zone pour laquelle des nœuds pilotes sont cherchés pour assurer le meilleur choix possible des nœuds pilotes. Par contre, l'algorithme ci-haut est une alternative intéressante si cela n'est pas possible.

3.5 Études de cas

La méthode de sélection de nœuds pilotes étudiée a été mise à l'essai à l'aide du réseau d'IEEE de 39 nœuds et de la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds, telle que décrite dans l'Annexe I. L'algorithme mis à l'essai a été exécuté 30 fois pour vérifier sa répétabilité. À chaque itération, la solution trouvée précédemment est fournie à l'AG comme solution initiale. Pour chaque cas étudié, l'ensemble des barres choisies le plus souvent est indiqué dans les tableaux qui suivent. Il est aussi à noter que l'algorithme décrit dans Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) assume qu'il y a plus de barres de génération que de nœuds pilotes. Par conséquent, le nombre de nœuds pilotes est choisi en tenant compte de cela.

Lors des mises à l'essai, les meilleurs résultats ont été obtenus en cherchant les nœuds pilotes dans une zone à la fois. Aussi, il a été assumé que la matrice de sensibilité \mathbf{S} est en fait la matrice Jacobienne réduite \mathbf{J}_R telle que définie par Kundur (1994) :

$$\mathbf{J}_R = \mathbf{J}_{QV} - \mathbf{J}_{Q\theta} \cdot \mathbf{J}_{P\theta}^{-1} \cdot \mathbf{J}_{PV} \quad (3.16)$$

De plus, dans l'article de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994), il est mentionné que les effets des changements au niveau de la puissance active sur les amplitudes des tensions peuvent être négligés. Dans ce cas, J_{PV} peut donc être une valeur nulle et l'équation simplifiée suivante peut être utilisée :

$$J_R = J_{QV} \quad (3.17)$$

En utilisant l'équation (3.17) pour la valeur de J_R , en utilisant un algorithme génétique comme algorithme d'optimisation et en utilisant une matrice ΔQ_l de dimensions $2000 \times n_l$ (2000 cas de perturbations sur chaque barre de charge du réseau étudié), les résultats sur les tableaux et les figures qui suivent ont été obtenus. Le Tableau 3.1 montre les résultats obtenus lorsque les nœuds pilotes sont cherchés dans une zone à la fois dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds :

Tableau 3.1 Ensembles de barres choisis pour chaque zone du réseau d'IEEE de 39 nœuds

Réseau électrique	Partie du réseau analysé	Nombre de nœuds pilotes	Ensemble de barres choisies le plus souvent
IEEE 39 nœuds	Zone I	1	[29]
		2	[25, 29]
		3	[2, 25, 29]
	Zone II	1	[11]
		2	[5, 13]
		3	[5, 11, 13] (15/30 fois) ou [6, 8, 13] (14/30 fois)
	Zone III	1	[22]
		2	[20, 22]
		3	[19, 20, 22]

À partir du Tableau 3.1, selon le nombre de nœuds pilotes cherchés, il est possible de déduire que les barres [2, 25, 29] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone I, que la barre [11] peut être un nœud pilote dans la zone II et que les barres [19, 20, 22] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone III. En fait, selon le nombre de nœuds pilotes désirés dans chaque zone, il faut choisir l'ensemble des nœuds pilotes trouvés par l'algorithme tel qu'indiqué dans le Tableau 3.1. Dans le cas de la zone II, seule la barre #11 peut être choisie comme nœud pilote. En effet, dans la zone II déterminée pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds, il n'y a que deux barres de génération. Par contre, si on ne tiendrait pas compte de cette condition, dans le cas où trois barres pilotes sont cherchées dans la zone II du réseau, il serait possible de choisir entre l'ensemble [5, 11, 13] ou l'ensemble [6, 8, 13] puisque chacun des deux ensembles a été obtenu dans pratiquement la moitié des fois où l'algorithme a été exécuté. Le Tableau 3.2 montre les résultats obtenus lorsque les nœuds pilotes sont cherchés dans tout le réseau électrique d'IEEE de 39 nœuds à la fois :

Tableau 3.2 Ensembles de barres choisis pour le réseau complet d'IEEE de 39 nœuds

Réseau électrique	Partie du réseau analysé	Nombre de nœuds pilotes	Ensemble de barres choisies le plus souvent
IEEE 39 nœuds	Réseau complet	1	[10]
		2	[10, 29]
		3	[11, 21, 28]
		4	[2, 11, 21, 28] (14/30 fois) ou [2, 11, 21, 29] (14/30 fois)
		5	[2, 6, 13, 21, 28]
		6	[2, 6, 13, 19, 22, 28]

À partir du Tableau 3.2, il est possible de déduire que les barres [2, 28, 29] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone I, que les barres [6, 10, 11, 13] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone II et que les barres [19, 21, 22] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone III.

Comme expliqué précédemment dans la section 3.4, selon le nombre de nœuds pilotes cherchés, les premiers nœuds pilotes trouvés à partir de l'algorithme doivent être choisis lorsque la recherche se fait dans tout le réseau à la fois. Par exemple, dans le cas présent, si trois nœuds pilotes sont cherchés par zone, l'ensemble [2, 28, 29] sont les nœuds pilotes de la zone I, l'ensemble [10, 11, (6 ou 13)] sont les nœuds pilotes de la zone II et l'ensemble [19, 21, 22] sont les nœuds pilotes de la zone III. Par ailleurs, les nombres en gras dans le Tableau 3.2 indiquent les nouvelles barres choisies à chaque augmentation du nombre de barres pilotes cherchées.

Le Tableau 3.3 montre les résultats obtenus lorsque les nœuds pilotes sont cherchés dans une zone à la fois dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds :

Tableau 3.3 Ensembles de barres choisis pour chaque zone du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Réseau électrique	Partie du réseau analysé	Nombre de nœuds pilotes	Ensemble de barres choisies le plus souvent
Version modifiée du réseau d'IEEE 118 nœuds	Zone I	1	[25]
		2	[11, 32]
		3	[11, 25, 32]
	Zone II	1	[70]
		2	[71, 75]
		3	[68, 71, 75]
	Zone III	1	[92]
		2	[92, 105]
		3	[77, 92, 105]

À partir du Tableau 3.3, selon le nombre de nœuds pilotes cherchés, il est possible de déduire que les barres [11, 25, 32] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone I, que les barres [68, 70, 71, 75] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone II et que les barres [77, 92, 105]

peuvent être des nœuds pilotes dans la zone III. En fait, selon le nombre de nœuds pilotes désirés dans chaque zone, il faut choisir l'ensemble des nœuds pilotes trouvés par l'algorithme tel qu'indiqué dans le Tableau 3.3. Par contre, il est à noter que pour la zone I, on ne peut pas choisir trois nœuds pilotes, car il n'y a que trois barres de génération. Le résultat obtenu avec la recherche de trois nœuds pilotes est présenté à titre indicatif pour cette zone.

Le Tableau 3.4 montre les résultats obtenus lorsque les nœuds pilotes sont cherchés dans tout le réseau électrique modifié d'IEEE de 118 nœuds à la fois :

Tableau 3.4 Ensembles de barres choisis pour le réseau modifié complet d'IEEE de 118 nœuds

Réseau électrique	Partie du réseau analysé	Nombre de nœuds pilotes	Ensemble de barres choisies le plus souvent
Version modifiée du réseau d'IEEE 118 nœuds	Réseau complet	1	[92]
		2	[70 , 92]
		3	[70, 92, 105]
		4	[30 , 70, 92, 105]
		5	[11 , 38 , 70, 92, 105]
		6	[11, 32 , 38, 70, 92, 105]
		7	[11, 32, 38, 70, 77 , 92, 105]
		8	[11, 32, 38, 70, 77, 86 , 92, 105]
		9	[11, 32, 38, 70, 77, 86, 92, 105, 110]
		10	[11, 32, 38, 56 , 70, 77, 86, 92, 105, 110]
		11	[11, 23 , 32, 38, 71 , 75 , 77, 86, 92, 105, 110]

À partir du Tableau 3.4, il est possible de déduire que les barres [11, 23, 30, 32, 38] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone I, que les barres [56, 70, 71, 75] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone II et que les barres [77, 86, 92, 105, 110] peuvent être des nœuds pilotes dans la zone III. Les nombres en gras dans le Tableau 3.4 indiquent les nouvelles barres choisies à chaque augmentation du nombre de barres pilotes cherchées. Dans le cas présent, si trois nœuds pilotes sont cherchés par zone, l'ensemble [11, 30, 38] sont les nœuds pilotes de la zone I, l'ensemble [56, 70, (71 ou 75)] sont les nœuds pilotes de la zone II et l'ensemble [77, 92, 105] sont les nœuds pilotes de la zone III. En comparant les Tableaux 3.1 et 3.2, il est possible de constater que presque les mêmes barres ont été choisies comme nœuds pilotes avec les deux procédures de recherche de nœuds pilotes avec la méthodologie utilisée par Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et par Sancha *et al.* (1996). Le même constat peut être fait entre les Tableaux 3.3 et 3.4 pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Par contre, au niveau des nœuds pilotes choisis selon le nombre recherché, le même ensemble de nœuds pilotes n'est pas nécessairement choisi selon la procédure de recherche. Or, il est préférable d'utiliser la procédure de recherche traitant une seule zone à la fois, car celle-ci traite seulement la zone concernée et peut mieux garantir ainsi l'obtention de nœuds pilotes représentatifs de la zone.

Le Tableau 3.5 montre quelques différents résultats rapportés dans les travaux de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994), de Conejo et Aguilar (1996) et de Conejo et Aguilar (1998). Il est à noter que différents algorithmes d'optimisations et algorithmes de recherche ont été mis à l'essai dans ces travaux. Par conséquent, les résultats montrés dans ce tableau sont ceux qui se rapprochent le plus de ceux obtenus dans le présent travail. De plus, le résultat concernant le réseau d'IEEE de 39 nœuds montré dans le Tableau 3.5 a été obtenu avec un algorithme différent non mis à l'essai dans le présent travail et qui est détaillé dans les articles de Conejo et Aguilar (1996) et de Conejo et Aguilar (1998). Il est à noter que les articles dans lesquels la méthodologie étudiée a été prise ne donnaient pas de résultats obtenus avec le réseau d'IEEE de 39 nœuds. Dans ce tableau, seuls le nombre de nœuds pilotes cherchés et les résultats sont montrés :

Tableau 3.5 Quelques résultats rapportés dans les travaux de Conejo *et al.*

Réseau électrique	Partie du réseau analysé	Nombre de nœuds pilotes	Ensemble de barres choisies
IEEE 39 nœuds	Réseau complet	4	[13, 16, 26, 29]
Version modifiée du réseau d'IEEE 118 nœuds	Réseau complet	10	[12, 23, 27, 38, 47, 56, 68, 77, 88, 103]
		10	[12, 17, 23, 38, 56, 68, 70, 80, 88, 103]

Le Tableau 3.6 détaille les résultats obtenus avec la méthodologie de recherche de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) lorsque le même nombre de nœuds pilotes sont cherchés dans tout le réseau à la fois :

Tableau 3.6 Résultats obtenus comparables aux travaux de Conejo *et al.*

Réseau électrique	Partie du réseau analysé	Nombre de nœuds pilotes	Ensemble de barres choisies
IEEE 39 nœuds	Réseau complet	4	[2, 11, 21, 28] (14/30 fois) ou [2, 11, 21, 29] (14/30 fois)
Version modifiée du réseau d'IEEE 118 nœuds	Réseau complet	10	[11, 32, 38, 56, 70, 77, 86, 92, 105, 110]

En comparant les résultats des Tableaux 3.5 et 3.6, il est possible de noter que les barres choisies comme nœuds pilotes ne sont pas les mêmes entre celles choisies dans le Tableau 3.6 et dans les travaux de Conejo *et al.* Avec le réseau d'IEEE de 39 nœuds, certaines similitudes au niveau des résultats obtenus dans les différents travaux peuvent être trouvées. Effectivement, l'ensemble [13, 16, 26, 29] s'approche des ensembles [2, 11, 21, 28] et [2, 11,

21, 29] choisis dans le Tableau 3.6. En effet, la barre #29 est choisie dans deux de ces trois ensembles. De plus, selon le schéma du réseau, la barre #16 est physiquement relativement proche de la barre #11 et la barre #26 de la barre #29.

Aussi, certaines similitudes au niveau des résultats peuvent être trouvées pour le réseau d'IEEE de 118 nœuds. En effet, dans le cas où dix nœuds pilotes sont recherchés, les ensembles [12, 23, 27, 38, 47, 56, 68, 77, 88, 103] et [12, 17, 23, 38, 56, 68, 70, 80, 88, 103] trouvés dans les travaux de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) sont proches de l'ensemble [11, 32, 38, 56, 70, 77, 86, 92, 105, 110] obtenu dans le présent travail. En effet, les barres #38, #56, #70 et #77 se retrouvent choisies dans ces ensembles. De plus, la barre #12 est physiquement relativement proche de la barre #11, les barres #23 et #27 de la barre #32, la barre #80 de la barre #77 et la barre #103 des barres #105 et #110.

La ressemblance des résultats obtenus pour le réseau d'IEEE de 118 nœuds dans le Tableau 3.6 et dans l'article de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) est dû au fait que la même méthodologie a été employée dans les deux cas. En effet, la seule différence se situe au niveau de l'algorithme d'optimisation utilisé; l'auteur du présent mémoire a utilisé un algorithme génétique alors que ce dernier n'a pas été utilisé dans cet article. De plus, dans les deux cas, le réseau d'IEEE de 118 nœuds a été modifié en considérant certaines barres de génération comme des barres de charge. Par ailleurs, comme ce ne sont pas les mêmes modifications qui ont été faites au réseau d'IEEE de 118 nœuds dans les deux cas, ceci explique également pourquoi les deux travaux n'ont pas donné exactement les mêmes résultats.

Comme les articles de Conejo et Aguilar (1996) et de Conejo et Aguilar (1998) n'utilisent pas le même algorithme de recherche que celui utilisé dans le présent travail, il est normal que les résultats du Tableau 3.6 obtenus pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds soient différents de ceux obtenus dans ces articles. En fait, l'algorithme utilisé dans les travaux de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) n'a pas été mis à l'essai sur le réseau d'IEEE de 39 nœuds dans ces articles. Par contre, comme les résultats obtenus dans le

présent travail s'approchent de celui montré dans le Tableau 3.5, qui est un de ceux obtenus dans les travaux de Conejo et Aguilar (1996) et de Conejo et Aguilar (1998), il est possible de conclure que les nœuds pilotes trouvés sont bons. La différence majeure au niveau de l'algorithme de recherche entre ces travaux est le fait que dans leurs articles, les auteurs Conejo et Aguilar utilisent une méthode dans laquelle le modèle approximatif linéarisé n'est pas utilisé; les équations complètes de l'écoulement de puissance sont plutôt utilisées. Selon les auteurs, ceci donnerait des nœuds pilotes encore plus optimaux que ceux trouvés avec un modèle approximatif linéarisé. Or, cette méthode n'a pas été mise à l'essai dans ce mémoire.

Les Figures 3.1 et 3.2 illustrent les résultats obtenus lorsqu'un nœud pilote par zone est cherché avec les techniques de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) et ce, une zone à la fois :

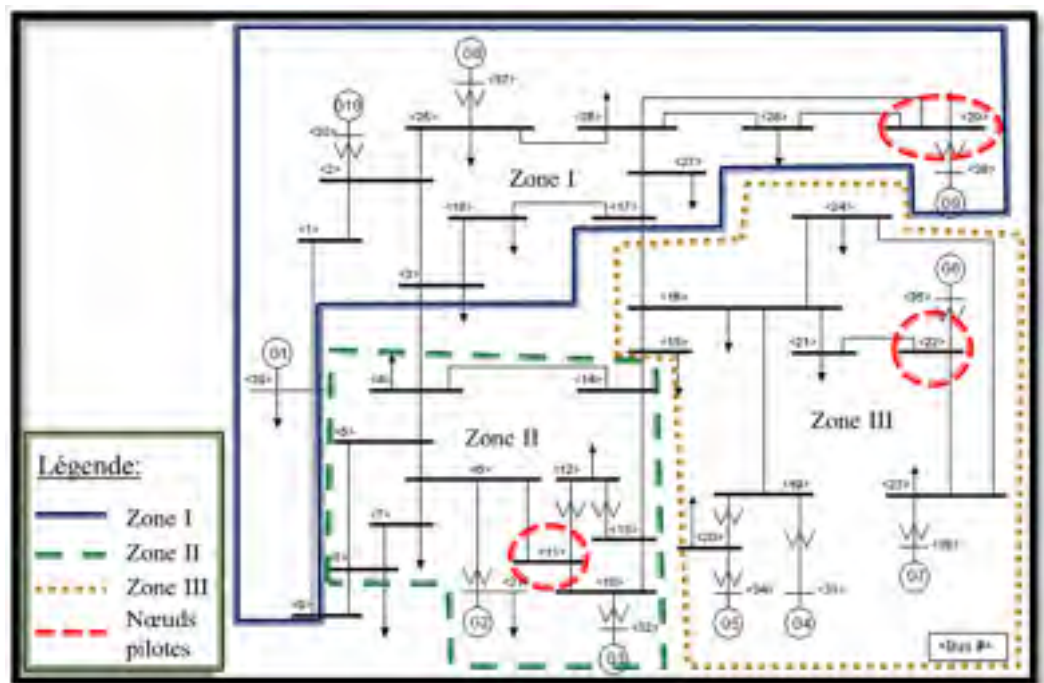


Figure 3.1 Un nœud pilote choisi par zone pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds

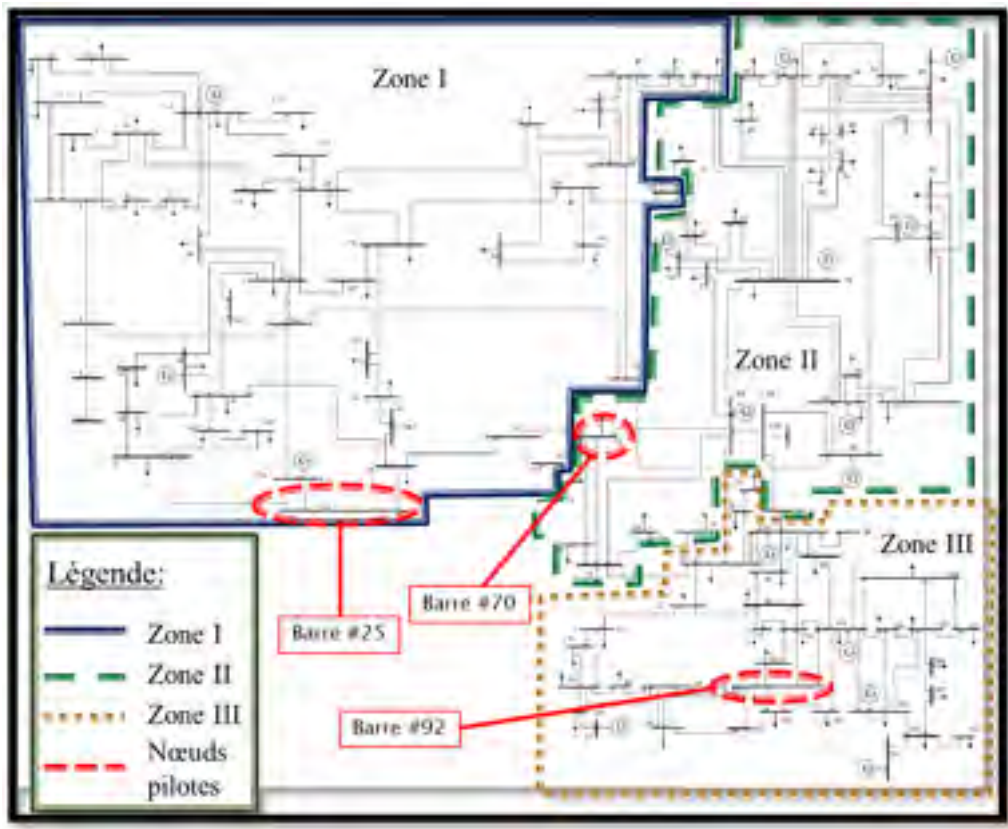


Figure 3.2 Un nœud pilote choisi par zone pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds, les barres [11, 22, 29] sont choisies comme nœuds pilotes. Pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds, les barres [25, 70, 92] sont choisies comme nœuds pilotes. Avec les Figures 3.1 et 3.2, il est possible d'observer qu'en cherchant les nœuds pilotes dans une zone à la fois, il y aura nécessairement un nœud pilote dans chaque zone. Cependant, avec un nœud pilote par zone, il est possible de noter que certaines barres se retrouvent localisées presque à la frontière des zones. C'est d'ailleurs le cas pour les barres #22 et #29 du réseau d'IEEE de 39 nœuds, et pour les barres #25 et #70 pour la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds. Ceci peut être expliqué par le fait que l'algorithme arrive difficilement à localiser un nœud pilote « au centre » du réseau suffisamment représentatif de la zone et relativement facile à contrôler par des barres de génération.

Les Figures 3.3 et 3.4 illustrent les résultats obtenus lorsque trois nœuds pilotes ou moins sont cherchés par zone et ce, une zone à la fois :

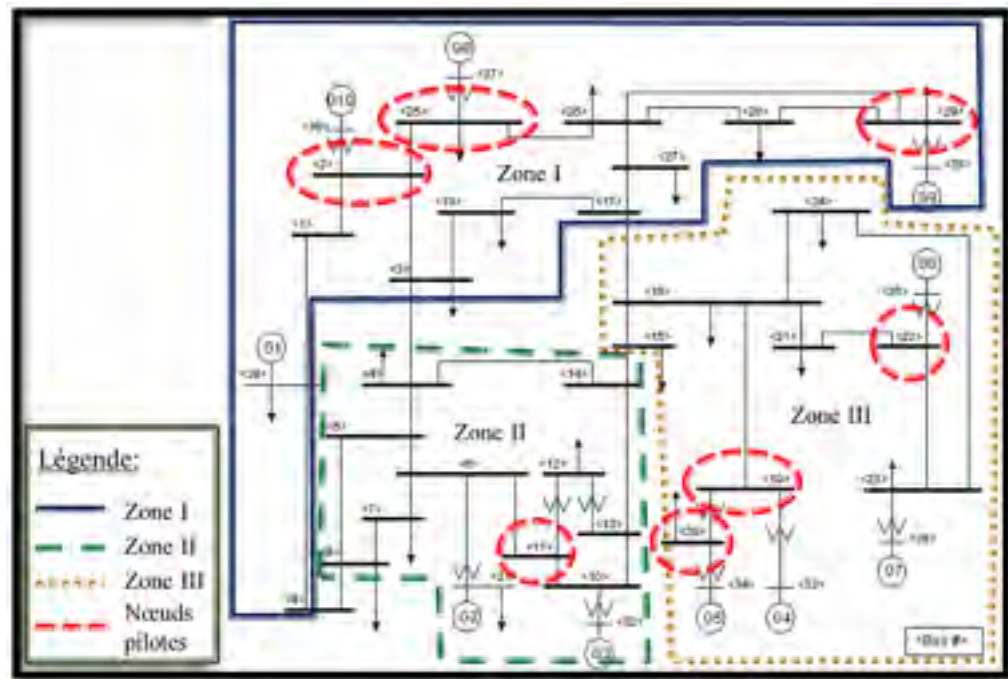


Figure 3.3 Plusieurs nœuds pilotes choisis par zone pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds

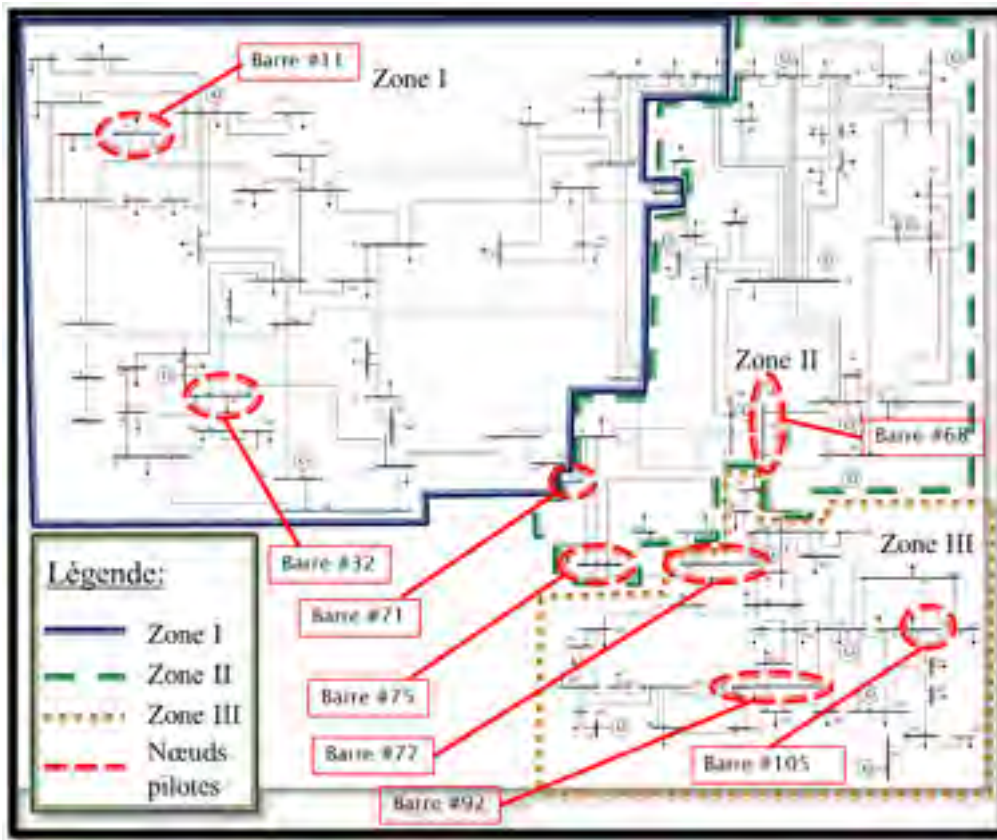


Figure 3.4 Plusieurs nœuds pilotes choisis par zone pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds, les ensembles de barres [2, 25, 29] pour la zone I, [11] pour la zone II, et [19, 20, 22] pour la zone III sont choisis comme nœuds pilotes. Pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds, les ensembles [11, 32], [68, 71, 75] et [77, 92, 105] sont choisis comme nœuds pilotes. Avec les Figures 3.3 et 3.4, il est possible d'observer que les ensembles choisis comme nœuds pilotes couvrent géographiquement mieux les zones sauf dans le cas de la zone II du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. En effet, les nœuds pilotes choisis pour cette zone se retrouvent pratiquement tous à la frontière. Ceci est dû au fait que l'algorithme a de la difficulté à localiser des nœuds pilotes « au centre » du réseau suffisamment représentatifs de la zone et relativement faciles à contrôler par des barres de génération.

3.6 Discussion sur la méthode

La méthode de sélection de nœuds pilotes utilisée par Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et par Sancha *et al.* (1996) a donné de bons résultats. En effet, avec cette méthode, les nœuds pilotes trouvés ne peuvent pas être des barres de génération et sont généralement logiques lorsque plusieurs nœuds sont cherchés. Comme mentionné dans le chapitre 1, les barres de génération peuvent difficilement servir comme nœuds pilotes. En effet, les perturbations au niveau des charges sur les barres de charge n'influencent que peu les tensions sur les barres PV. Également, les résultats obtenus dans les simulations diffèrent de ceux obtenus dans les différents travaux où M. Conejo a été co-auteur. Ces différents résultats sont dus en bonne partie au fait que les mêmes barres de génération n'ont pas été considérées comme barres de charge entre le présent travail et ces articles, et par le fait que le présent travail utilise un AG comme algorithme d'optimisation contrairement à ces articles.

Avec la méthode utilisée par Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et par Sancha *et al.* (1996), il est intéressant de noter qu'avec un seul nœud pilote dans chaque zone, des nœuds pilotes situés près des frontières de presque chaque zone ont été choisis. De plus, ceci est survenu pour les deux réseaux électriques de test d'IEEE. Une autre observation intéressante possible à faire est que les nœuds pilotes trouvés se situent généralement proches de barres de génération. Ce phénomène, également observable dans le cas où trois nœuds pilotes ou moins sont cherchés par zone, est dû au fait que le critère de contrôlabilité prend probablement plus de poids que le critère d'observabilité dans la méthode utilisée par Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et par Sancha *et al.* (1996). En effet, dans cette méthode, il n'y a aucune façon de spécifier un poids au critère d'observabilité et de contrôlabilité. En fait, les deux critères se retrouvent à être tenus compte ensemble et en même temps dans la méthode de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996). Il est donc probable que la fonction objectif utilisée dans cette méthode ait été construite de sorte à donner plus d'importance au critère de contrôlabilité qu'au critère d'observabilité.

Enfin, une autre observation intéressante est le fait que plus le nombre de nœuds pilotes cherchés par zone est grand, meilleure est la répartition géographique de ces barres. D'ailleurs, il est possible de conclure également que la recherche de nœuds pilotes par zone permet de garantir l'obtention de barres pilotes dans chaque zone comparativement à chercher des nœuds pilotes dans tout le réseau à la fois.

3.7 Conclusion

En conclusion, le présent chapitre a présenté une description générale de l'algorithme génétique. Par la suite, la méthode de recherche globale des nœuds pilotes telle que décrite dans les articles de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) a été présentée. Le présent chapitre a également montré comment cette méthode a été mise à l'essai à l'aide d'un algorithme génétique. Des études de cas ont ensuite été faites pour analyser l'efficacité de cette méthodologie. D'ailleurs, il est possible de conclure que la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) permet d'obtenir des résultats généralement satisfaisants lorsque plusieurs nœuds pilotes sont cherchés. D'ailleurs, pour la commande développée dans le prochain chapitre, les nœuds pilotes trouvés avec cette méthodologie dans les Tableaux 3.1 et 3.3 sont utilisés.

CHAPITRE 4

RÉGLAGE SECONDAIRE COORDONNÉ DE TENSION

4.1 Introduction

Le contrôle secondaire coordonné de tension dans les réseaux électriques comporte au moins trois étapes : la division du réseau électrique en plusieurs zones, la détermination des nœuds pilotes représentatifs pour chaque zone et l'implémentation du RSCT en tant que telle. Les deux chapitres précédents détaillent comment effectuer la division d'un réseau électrique et comment choisir des nœuds pilotes représentatifs pour chaque zone obtenue. Le présent chapitre traite de la commande en tant que telle et de son implémentation. Le chapitre commence par faire une vue d'ensemble d'un RSCT typique. Par la suite, le RSCT développé dans la présente recherche est détaillé une fois que la théorie entourant l'écoulement de puissance optimal est expliquée. En effet, le RSCT développé fait usage de ce concept. Enfin, des études de cas et une méthode de validation sont présentées suivies d'une discussion sur les résultats obtenus.

4.2 Vue d'ensemble d'un RSCT typique

Comme expliqué dans la section 1.2, le RSCT est une évolution du réglage secondaire de tension (RST). En fait, le réglage secondaire coordonné de tension compense certaines limitations présentes dans le réglage secondaire de tension ordinaire. En effet, comparativement au RST, le RSCT possède des zones plus grandes et en plus petite quantité, il a plus qu'un nœud pilote par zone et son optimisation est multi-objective de sorte à pouvoir exploiter le réseau proche de ses limites de fonctionnement. Dans Ahmidi (2010), on peut retrouver une figure qui illustre le réglage hiérarchisé de la tension avec le RSCT. Inspirée de cette figure, la Figure 4.1 illustre sommairement ce type de réglage :

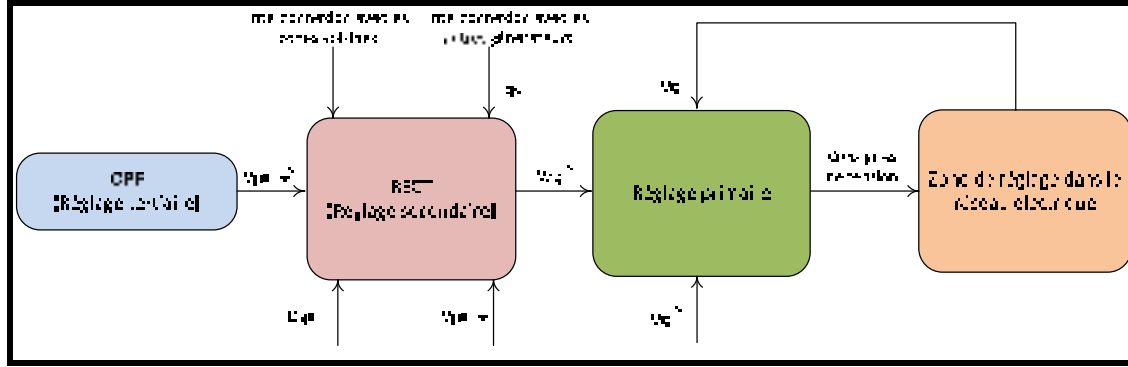


Figure 4.1 Réglage hiérarchisé de la tension avec le RSCT

Dans la figure précédente, les trois niveaux de réglage possibles dans un réseau électrique sont illustrés. Dans l'illustration, le réglage tertiaire est réalisé par un OPF alors que le réglage secondaire est réalisé avec un RSCT. D'ailleurs, le RSCT illustré tient compte entre autres des interconnexions avec les zones voisines et avec les autres générateurs. Dans ce RSCT, il est possible d'observer que les puissances réactives sur les générateurs sont également prises en compte, en plus des tensions mesurées et désirées sur les nœuds pilotes (V_p). Par conséquent, un RSCT idéal devrait tenir compte de ces éléments pour assurer un bon réglage secondaire.

D'après la thèse de Richardot (2006), il y a trois objectifs principaux à atteindre dans un RSCT. Ces objectifs ont pour but d'optimiser les consignes de tension des groupes de barres participant au réglage. Le premier objectif est la tenue de la tension aux nœuds pilotes. Essentiellement, l'objectif consiste à minimiser l'écart entre les tensions mesurées aux nœuds pilotes et les tensions désirées. Cet objectif est exprimé mathématiquement ainsi :

$$\text{minimiser } FV_{P_{i \in \alpha G}}(V_i^{ref}) = \sum_{j \in \alpha P} (V_j^{ref} - V_j)^2 \quad (4.1)$$

où FV_P est la fonction objectif à minimiser et où V_j^{ref} et V_j sont dans l'ordre les tensions de référence et mesurées au nœud pilote j . Quant à αG et αP , ils sont respectivement les ensembles des indices des nœuds générateurs et des nœuds pilotes.

Toujours d'après Richardot (2006), le deuxième objectif gère la puissance réactive en minimisant l'écart entre le niveau relatif de production de puissance réactive de chaque groupe et la référence définie pour toute la zone concernée. Cet objectif peut s'exprimer ainsi :

$$\text{minimiser } FQ_{G_{i \in \alpha G}}(V_i^{ref}) = \sum_{j \in \alpha G} (Q_j^{MAX} \cdot q^{ref} - Q_j)^2 \quad (4.2)$$

où FQ_G est la fonction objectif à minimiser et où Q_j^{MAX} et Q_j sont dans l'ordre la réserve de puissance réactive et la puissance réactive produite par le groupe de barres connecté au nœud j . Ces puissances réactives vérifient d'ailleurs la condition $|Q_j| \leq Q_j^{MAX}$. Aussi, la valeur de référence uniforme de production de puissance réactive est calculée ainsi :

$$q^{ref} = \sum Q_i / \sum Q_i^{MAX} \quad (4.3)$$

Enfin, le troisième objectif est utilisé pour maintenir la tension aux bornes des alternateurs selon la thèse de Richardot (2006). Cet objectif minimise l'écart entre les tensions mesurées aux bornes des groupes de barres de contrôle participants et les valeurs de référence correspondantes. Cet objectif peut être représenté par l'expression suivante :

$$\text{minimiser } FV_{G_{i \in \alpha G}}(V_i^{ref}) = \sum_{j \in \alpha G} (V_j^{ref} - V_j)^2 \quad (4.4)$$

où FV_G est la fonction objectif à minimiser et où V_j^{ref} et V_j sont dans l'ordre la tension de référence et mesurée au nœud générateur j .

Les trois objectifs peuvent être regroupés ensemble pour créer une seule fonction multi-objectif. En ajoutant des indices de normalisation, des coefficients de pondération et des

matrices de sensibilité, on peut obtenir la fonction multi-objectif complète illustrée dans l'équation (4.5) :

$$\begin{aligned}
 F_{OBJ_{i \in \alpha G}}(V_i^{ref}) = & \Lambda_{VP} \cdot n_{VP} \cdot \sum_{j \in \alpha P} \left(\alpha \cdot (V_j^{ref} - V_j) - \sum_{k \in \alpha G} S_{V_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right)^2 \\
 & + \Lambda_{QG} \cdot n_{QG} \cdot \sum_{j \in \alpha G} \left(\alpha \cdot (Q_j^{MAX} \cdot q^{ref} - Q_j) - \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right)^2 \\
 & + \Lambda_{VG} \cdot n_{VG} \cdot \sum_{j \in \alpha G} (\alpha \cdot (V_j^{ref} - V_j) - \Delta V_j)^2
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

Dans l'équation précédente, n_{VP} , n_{QG} et n_{VG} sont des indices de normalisation alors que Λ_{VP} , Λ_{QG} et Λ_{VG} sont des coefficients de pondération. Également, α est le gain du « contrôleur ». Selon Richardot (2006), la déviation de la tension au nœud pilote j induite par une déviation de la tension ΔV_G peut être exprimée par l'expression suivante :

$$\Delta V_j(\Delta V_G) = \sum_{k \in \alpha G} S_{V_j, V_k} \cdot \Delta V_k \tag{4.6}$$

Quant à la déviation de la puissance réactive au nœud générateur j induite par la déviation de la tension ΔV_G , elle est exprimée ainsi:

$$\Delta Q_j(\Delta V_G) = \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \tag{4.7}$$

Toujours selon Richardot (2006), on peut associer les contraintes de l'équation (4.8) à la fonction multi-objectif pour respecter en tout point du réseau les limitations de tensions d'exploitation normale et pour protéger les alternateurs contre des variations de consignes trop rapides :

$$\begin{array}{l}
1) \left\{ \begin{array}{l} V_i^{min} \leq V_i + \sum_{k \in \alpha G} S_{V_j, V_k} \cdot \Delta V_k \leq V_i^{MAX} \\ V_i^{min} \leq V_i + \Delta V_i \leq V_i^{MAX} \end{array} \right. \quad i \in \alpha P \\
2) \left\{ \begin{array}{l} V_i^{min} \leq V_i + \Delta V_i \leq V_i^{MAX} \\ a_i \cdot \left(Q_i + \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right) + b_i \cdot \Delta V_i \leq c_i \end{array} \right. \quad i \in \alpha G \\
3) \left\{ \begin{array}{l} a_i \cdot \left(Q_i + \sum_{k \in \alpha G} S_{Q_j, V_k} \cdot \Delta V_k \right) + b_i \cdot \Delta V_i \leq c_i \\ |\Delta V_i| \leq V_i^{MAX} \end{array} \right. \quad i \in \alpha G \\
4) \left\{ \begin{array}{l} |\Delta V_i| \leq V_i^{MAX} \end{array} \right. \quad i \in \alpha G
\end{array} \quad (4.8)$$

Dans les formules précédentes, il est assumé que les barres de contrôle sont des barres de génération et non des barres de charge. Or, si des barres de charge ayant des shunts sont aussi utilisées pour contrôler les nœuds pilotes, les équations précédentes devraient être adaptées de façon à considérer aussi les effets des changements faits sur ces barres de charge. Dans un RSCT typique, la fonction objectif de l'équation (4.5) serait résolue en tenant compte des contraintes de l'équation (4.8).

4.3 RSCT développés

La présente section décrit les RSCT développés dans le cadre de la recherche. Les RSCT développés ont comme architecture un système divisé en « blocs de coordination » utilisant des OPF locaux pour déterminer les consignes à donner aux éléments de contrôle. D'ailleurs, le contrôle développé est capable de faire usage des shunts disponibles sur les barres de charge. Les sous-sections suivantes traitent des RSCT développés dans le cadre de la recherche ainsi que de la théorie sur l'OPF. Les limitations des OPF utilisées et leurs fonctions dans le RSCT créé sont également expliquées dans les prochaines sous-sections.

4.3.1 Écoulement de puissance optimal

Dans Wood et Wollenberg (1996), il est mentionné qu'un écoulement de puissance optimal est un écoulement de puissance qui permet de trouver une solution optimale en tenant compte de la sécurité du système. En fait, dans un OPF, on tend à chercher à résoudre un écoulement de puissance tout en ajoutant quelques contraintes supplémentaires. Par exemple, la minimisation des pertes électriques dans le système de transmission ou encore le décalage

minimal de la génération et des autres contrôles d'un point d'opération peuvent se retrouver dans la fonction objectif comme l'explique Wood et Wollenberg (1996). Contrairement aux écoulements de puissance traditionnels, les OPF permettent d'avoir des éléments autres que les générateurs comme variables de contrôle.

Il existe plusieurs méthodes pour résoudre un écoulement de puissance optimal. En fait, au moins cinq méthodes peuvent être utilisées pour résoudre un OPF :

- la méthode par itération λ ,
- la méthode utilisant le gradient,
- la méthode de Newton,
- la méthode de la programmation linéaire («Linear programming optimal power flow » en anglais ou « LPOPF »),
- la méthode du point intérieur (« Interior Point Method »).

Chacune de ces méthodes est décrite dans Wood et Wollenberg (1996). La méthode du point intérieur est une des méthodes les plus souvent utilisées pour résoudre des OPF et elle permet de manipuler facilement des inégalités de contraintes. Cette méthode est d'ailleurs utilisée dans l'article de Ye *et al.* (2009) pour résoudre les OPF utilisés pour implémenter un RSCT. Par ailleurs, cette approche a été en partie mise à l'essai par un collègue de recherche dans un RSCT développé par ce dernier. L'auteur du présent mémoire a plutôt opté pour la méthode classique de Newton dans la résolution des OPF. Il est à noter que comparativement à la méthode du point intérieur, la méthode de Newton utilise des équations plus exactes et ne linéarise pas ces dernières. Donc, des solutions plus précises peuvent être obtenues ainsi. Cependant, le désavantage de la méthode de Newton est le fait qu'elle est difficile à utiliser pour résoudre des contraintes d'inégalité comparativement aux méthodes de la programmation linéaire et de l'algorithme du point intérieur.

Comparativement à la méthode utilisant le gradient, la méthode de Newton est en fait une technique qui permet d'accélérer la convergence vers une solution, selon Wood et

Wollenberg (1996). Effectivement, cette méthode peut presque être considérée comme une extension de la méthode utilisant le gradient. La première étape de la méthode utilisant le gradient est l'équation de Lagrange suivante tirée de Wood et Wollenberg (1996) :

$$L(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = f(\mathbf{x}, \mathbf{u}) + \boldsymbol{\lambda}^T \cdot g(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) \quad (4.9)$$

où \mathbf{x} contient les variables d'état, où \mathbf{u} contient les variables de contrôle, où \mathbf{p} contient les paramètres fixes et où $\boldsymbol{\lambda}$ contient les multiplicateurs de Lagrange. La fonction f représente la fonction objectif, la fonction g représente les contraintes représentant les équations d'écoulements de puissance et la fonction L représente l'équation de Lagrange pour l'OPF à résoudre. Cette équation contient une seule fonction objectif et une certaine quantité de multiplicateurs de Lagrange. En fait, il y a autant de multiplicateurs de Lagrange qu'il y a d'équations d'écoulement de puissance. Pour minimiser la fonction objectif sous contraintes, le gradient de la fonction de Lagrange doit être nul :

$$\nabla L = 0 \quad (4.10)$$

Pour cela, le vecteur gradient doit être séparé en trois parties où chacune d'elles représentent les variations selon les variables \mathbf{x} , \mathbf{u} et $\boldsymbol{\lambda}$:

$$\nabla L_x = \frac{\partial L}{\partial \mathbf{x}} = \frac{\partial f}{\partial \mathbf{x}} + \left[\frac{\partial g}{\partial \mathbf{x}} \right]^T \cdot \boldsymbol{\lambda} = 0 \quad (4.11)$$

$$\nabla L_u = \frac{\partial L}{\partial \mathbf{u}} = \frac{\partial f}{\partial \mathbf{u}} + \left[\frac{\partial g}{\partial \mathbf{u}} \right]^T \cdot \boldsymbol{\lambda} = 0 \quad (4.12)$$

$$\nabla L_\lambda = \frac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = g(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{p}) = 0 \quad (4.13)$$

Enfin, pour la méthode utilisant le gradient, il suffit de suivre les étapes suivantes pour résoudre l'écoulement de puissance optimal :

- pour un ensemble de paramètres fixes \mathbf{p} , assumer un ensemble de départ pour les variables de contrôle \mathbf{u} ;
- résoudre l'écoulement de puissance dans le but de satisfaire l'équation (4.13);
- résoudre l'équation (4.11) pour λ :

$$\lambda = - \left[\frac{\partial g}{\partial \mathbf{x}} \right]^{T^{-1}} \cdot \frac{\partial f}{\partial \mathbf{x}} \quad (4.14)$$

- substituer λ dans l'équation (4.12) pour obtenir le gradient de L par rapport aux variables de contrôle.

Selon Wood et Wollenberg (1996), pour accélérer la convergence vers une solution, la méthode de Newton ajoute une équation de plus :

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \cdot \nabla L_x & \frac{\partial}{\partial \mathbf{u}} \cdot \nabla L_x & \frac{\partial}{\partial \lambda} \cdot \nabla L_x \\ \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \cdot \nabla L_u & \frac{\partial}{\partial \mathbf{u}} \cdot \nabla L_u & \frac{\partial}{\partial \lambda} \cdot \nabla L_u \\ \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \cdot \nabla L_\lambda & \frac{\partial}{\partial \mathbf{u}} \cdot \nabla L_\lambda & \frac{\partial}{\partial \lambda} \cdot \nabla L_\lambda \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \nabla L_x \\ \nabla L_u \\ \nabla L_\lambda \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

L'équation précédente est la dérivée du gradient par rapport aux vecteurs \mathbf{x} , \mathbf{u} et λ , et elle devient désormais la solution optimale au problème. D'ailleurs, cette dernière équation peut être reformulée de la façon suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \mathbf{u} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = -H^{-1} \cdot J \quad (4.16)$$

où H est le Hessien défini selon l'équation (4.17) :

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \cdot \nabla L_x & \frac{\partial}{\partial \mathbf{u}} \cdot \nabla L_x & \frac{\partial}{\partial \lambda} \cdot \nabla L_x \\ \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \cdot \nabla L_u & \frac{\partial}{\partial \mathbf{u}} \cdot \nabla L_u & \frac{\partial}{\partial \lambda} \cdot \nabla L_u \\ \frac{\partial}{\partial \mathbf{x}} \cdot \nabla L_\lambda & \frac{\partial}{\partial \mathbf{u}} \cdot \nabla L_\lambda & \frac{\partial}{\partial \lambda} \cdot \nabla L_\lambda \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

et où J est le gradient de la fonction de Lagrange (∇L). L'équation (4.16) est celle qui est résolue dans les écoulements de puissance optimaux réalisés dans les simulations du RSCT développé.

4.3.2 Architecture développée

La Figure 4.2 illustre l'architecture développée avec des OPF:

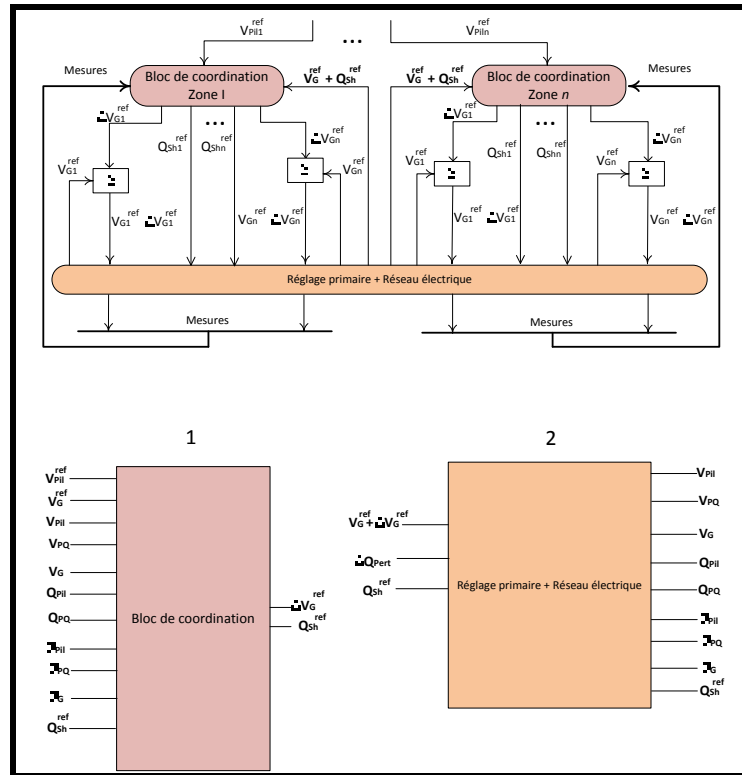


Figure 4.2 Architecture du RSCT avec des OPF dans les blocs de coordination

Un « bloc de coordination » pour chaque zone du réseau électrique se retrouve dans l'architecture suggérée. Chaque bloc de coordination contient deux OPF qui calculent respectivement les valeurs shunts nécessaires sur les barres de charge et les tensions nécessaires sur les barres de générations utilisées dans le contrôle. Il est à noter d'ailleurs que les tensions de référence désirées sur les nœuds pilotes (V_{Pil}^{ref}) proviennent d'un OPF général non-illustré dans la figure qui fait partie du réglage tertiaire et non du RSCT proposé. En fait, le RSCT en tant que tel est représenté par les blocs de coordination. Plusieurs mesures prises sur les barres de charge, sur les nœuds pilotes et sur les générateurs sont fournies au bloc de coordination. Par ailleurs, il est possible de noter qu'un bloc de coordination a comme entrées les tensions de référence sur les générateurs, les tensions de référence désirées sur les nœuds pilotes, les tensions mesurées sur les barres du réseau, les puissances réactives mesurées sur les nœuds pilotes et sur les barres de charge, et les valeurs de shunts présentement mises. Également, cette architecture faisant usage d'OPF pour la régulation de la tension, il est nécessaire de fournir aussi au bloc de coordination des informations sur les valeurs des angles de phase sur les barres du réseau électrique.

Le contrôle développé permet de faire usage des shunts présents sur des barres de charge qui seraient disponibles pour le contrôle. Conséquemment, les sorties d'un bloc de coordination sont le changement de consigne sur les tensions de référence des générateurs et les « valeurs shunts » calculées. Plus précisément, le bloc de coordination fournit les valeurs en pu à avoir sur les shunts de certaines barres de charge (Q_{sh}^{ref}) ainsi que les différences (ΔV_G^{ref}) à ajouter sur les valeurs de référence des tensions sur les barres de génération pour corriger la tension sur les nœuds pilotes. Il est à noter que dans le cadre de la recherche, les valeurs shunts trouvées sont discrétisées de sorte à pouvoir déterminer le nombre de bancs d'inductances ou de condensateurs à ajouter sur les barres de charge. En effet, dans le cas du réseau d'Hydro-Québec, on retrouve entre autres des bancs d'inductance comme éléments shunts. Une fois les valeurs shunts trouvées, les différences de tension calculées sont par la suite additionnées aux consignes actuelles données aux générateurs. Enfin, dans la Figure 4.2, le réglage primaire est assumé intégré au réseau électrique et ce dernier fournit toutes les mesures nécessaires à l'OPF du réglage tertiaire et aux différents blocs de l'architecture. Il est

également possible de noter que les réseaux électriques mis à l'étude peuvent être divisés en zones avec cette architecture.

4.3.3 Difficultés et limitations des OPF non-linéarisés utilisés

L'utilisation des OPF non-linéarisés dans un RSCT a été plus difficile que prévu. En effet, la génération des équations pour les OPF non-linéarisés et la détermination de bonnes fonctions objectif ont causé beaucoup de difficultés. Ce qui a malheureusement limité le temps pour explorer davantage l'utilisation des OPF non-linéarisés dans un RSCT. Ceci a forcé l'auteur du présent mémoire à se concentrer davantage seulement sur la minimisation des déviations de la tension sur les nœuds pilotes. En d'autres mots, seul cet objectif a été davantage traité parmi les trois objectifs montrés dans l'équation (4.5). Par conséquent, dans les fonctions objectif utilisées, les poids des termes λ_{QG} et λ_{VG} dans l'équation (4.5) ont été mis à zéro. D'ailleurs, le terme α a été mis à 1 alors que le terme $\sum_{k \in \alpha G} S_{V_j, V_k} \cdot \Delta V_k$ du seul objectif restant n'a pas été considéré dans la fonction objectif utilisée dans l'architecture développée. Par contre, il est à noter que malgré qu'elles ne soient pas prises en compte dans la fonction objectif utilisée, les contraintes sur les puissances réactives des shunts utilisés sont considérées dans les plages de valeurs réactives imposées dans les contrôles développés.

Une des particularités de l'approche utilisée avec les OPF non-linéarisés dans la recherche est que les équations pour les écoulements de puissance doivent être préalablement déterminées à l'aide d'un outil programmé avant de les utiliser. En d'autres mots, plusieurs informations concernant les valeurs initiales et les admittances dans le réseau électrique doivent être connues avant d'effectuer des OPF. Or, ces valeurs peuvent changer durant une même journée ou au fil des jours selon plusieurs facteurs. Par conséquent, les équations devraient être régénérées régulièrement dans une vraie application. Ceci poserait un problème dans le cas où des OPF sont sollicités dans un réglage secondaire qui intervient presque à la minute. En effet, le temps de génération des équations par un programme peut être relativement long selon l'efficacité du programme et selon la taille du réseau électrique. Une façon de pallier à ce problème est de réaliser la génération des fichiers dans un processus

parallèle au contrôle de sorte à ne pas nuire à ce dernier. Par contre, ceci implique qu'à certains moments du contrôle secondaire, le contrôle effectué par OPF n'aura pas nécessairement des informations du réseau à jour.

Il est possible de noter quelques difficultés et limitations pratiques qui peuvent se présenter avec l'implémentation proposée ici dans une vraie application. Cependant, pour l'étude réalisée dans ce mémoire, ces contraintes n'empêchent pas de vérifier le principe de base du RSCT qui consiste principalement à limiter les déviations de tension sur les nœuds pilotes. En effet, généralement, la pondération prépondérante est habituellement accordée à la minimisation de la déviation de tension sur les nœuds pilotes alors que des pondérations moindres sont accordées aux autres objectifs de l'équation (4.5). Quant au temps de génération des équations pour les OPF non-linéarisés, ceci pourrait être ultimement amélioré en rendant l'outil programmé de générations d'équations plus efficace. Aussi, comme mentionné précédemment, le problème de génération pourrait être pallié en générant des équations suffisamment génériques de façon à limiter la nécessité de générer de nouveau ces équations.

4.3.4 Utilisation des OPF non-linéarisés dans le contrôle

La stratégie de contrôle adoptée avec les OPF consiste tout d'abord à déterminer la valeur discrète réactive à ajouter sur des barres de charge ciblées pour minimiser le plus possible la déviation de tension sur les nœuds pilotes. Une fois ces valeurs trouvées, le système de contrôle vérifie par la suite, par l'entremise d'un deuxième OPF, la tension à maintenir sur les générateurs pour finir de corriger les déviations de tension sur les barres pilotes. En effet, les valeurs discrètes déterminées pour les shunts ne peuvent corriger complètement les tensions sur les barres de charge. Dans l'architecture de la Figure 4.2, ce sont des OPF qui déterminent les valeurs à mettre sur les shunts et sur les générateurs utilisés pour effectuer le contrôle.

Dans le cadre de la recherche, les équations utilisées pour les OPF des blocs de coordination ont été générées à l'aide d'un outil programmé. La base de cet outil a été fournie par le professeur Pierre Jean Lagacé et a été adaptée par l'auteur du présent mémoire. En gros, à partir d'un fichier « .mat » contenant le résultat d'un écoulement de puissance, l'outil programmé génère des fichiers d'équations qui peuvent être utilisés par la suite ensemble pour effectuer un OPF. Le programme « nr » du professeur Pierre Jean Lagacé, détaillé dans Lagacé (2011), est utilisé pour générer le fichier « .mat ». Par ailleurs, ce programme requiert d'utiliser le fichier « common format » correspondant au réseau électrique étudié. La structure d'un fichier « common format » est inspirée du format standard d'une fiche contenant des informations sur un réseau électrique telle que décrite dans l'article du Groupe de travail sur le « common format » (1973).

Dans le contrôle développé, chaque bloc de coordination contient deux OPF : un OPF pour aider à déterminer la « valeur shunt » en puissance réactive à ajouter sur les barres de charge concernées et un OPF pour déterminer la tension à avoir sur les barres de génération utilisées dans le contrôle. Par conséquent, la procédure suivante a été utilisée pour générer tous les fichiers nécessaires pour le contrôle effectué avec les OPF :

- générer des fichiers contenant les équations pour le contrôle effectué juste avec certaines barres de génération de la zone traitée dans le réseau électrique;
- générer des fichiers contenant les équations pour le contrôle effectué juste avec les barres de charge ayant des shunts dans la zone traitée du réseau électrique.

Les équations générées d'écoulement de puissance sont celles reliées aux puissances actives sur les barres de charge et de génération, les puissances réactives sur les barres de charge et la fonction de Lagrange de l'équation (4.9) pour le cas traité. De plus, l'outil programmé permettant la génération d'équations génère aussi des équations reliées aux valeurs initiales des différents termes, des équations concernant les différentes dérivées à effectuer et des équations pour l'optimisation avec la méthode de Newton. Ces différentes équations sont

sauvegardées dans des fichiers « .m » et ces derniers sont appelés durant l'exécution des OPF dans les blocs de coordination.

Dans l'ensemble, les OPF utilisés dans le cadre de la recherche ne minimisent que la déviation de tension sur les nœuds pilotes. L'équation suivante illustre la fonction objectif minimisée par une partie des OPF réalisés :

$$F = \sum_{n \in \alpha_p} (V_n - V_{ref_n})^2 \quad (4.18)$$

où α_p est le nombre de nœuds pilotes. Cette fonction objectif correspond à la fonction f dans l'équation (4.9) et elle est utilisée par les OPF traitant seulement des barres de génération utilisées dans le contrôle. Par ailleurs, les barres de génération utilisées sont habituellement choisies proches des nœuds pilotes pour garantir la convergence des OPF utilisant cette fonction objectif, comme expliqué dans l'Annexe IV.

Des OPF sont également utilisés pour trouver les valeurs shunts à mettre sur certaines barres de charge. Dans ces OPF, l'idée est de trouver les susceptances nécessaires à avoir sur les barres de charge pour avoir les tensions désirées sur les barres pilotes. Une fonction objectif relativement similaire à celle de l'équation (4.18) est utilisée pour trouver ces susceptances (B_n) :

$$F = k \cdot \sum_{n \in \alpha_p} (V_n - V_{ref_n})^2 + \sum_{n \in \alpha_{sh}} (B_n)^2 \quad (4.19)$$

où α_{sh} est le nombre de barres de charge ayant des shunts et où k est la pondération donnée à la minimisation des déviations de tension sur les nœuds pilotes. Après plusieurs essais sur un petit réseau complexe (voir l'Annexe IV), il a été déterminé que seule une fonction objectif similaire à celle de l'équation (4.19) peut permettre à un OPF de trouver des valeurs de susceptances pour emmener les tensions sur les nœuds pilotes aux valeurs désirées. De plus,

la pondération k doit prendre une valeur élevée pour assurer la minimisation de la déviation de tensions sur les nœuds pilotes (voir l'Annexe IV).

Une fois les susceptances déterminées, la puissance réactive à ajouter à l'aide des shunts sur la barre de charge est calculée. L'équation suivante illustre le calcul de Q_{sh} (« valeur shunt ») lorsqu'une valeur de susceptance B_{sh} est déterminée :

$$Q_{sh} = -(B_{sh} \cdot |v_{sh}|^2) \quad (4.20)$$

Le terme v_{sh} représente la tension obtenue sur la barre ayant des shunts lorsque la susceptance B_{sh} est appliquée. La valeur de Q_{sh} déterminée est la valeur en puissance réactive à ajouter sur la barre de charge utilisée comme contrôle et cette valeur est transmise au bloc « Réglage primaire + Réseau électrique » illustré dans la Figure 4.2.

Dans les équations générées, une variable « deltaQ » et une variable « deltaP » ont été ajoutées. En fait, chaque variable a respectivement été ajoutée dans les équations des puissances réactives sur les barres de charge et dans les équations des puissances actives sur les barres de charge et de génération. Ces variables ajoutées permettent de tenir compte des perturbations dans les réseaux électriques. Ces valeurs sont déterminées en faisant la différence entre les puissances mesurées actuellement sur les barres concernées et les puissances initiales. Dans le cas où des équations sont générées pour une zone d'un réseau électrique, des variables « branchePn » et « brancheQn », où « n » est le numéro de la branche concernée, ont été ajoutées pour tenir compte des puissances transitées dans les branches. Ainsi, les puissances sortant des zones sont tenues compte lors de l'exécution des OPF. Par contre, ces variables ne sont pas ajoutées dans le cas où des OPF sont faits pour un réseau complet non-divisé en zones.

La discrétisation de la valeur shunt déterminée par l'OPF concerné est effectuée à l'aide d'une fonction programmée par l'auteur du présent mémoire. Essentiellement, cette discrétisation est faite en appliquant l'algorithme qui suit. Tout d'abord, si la valeur calculée

est plus petite que la valeur minimale discrète, la valeur shunt prend la valeur minimale discrète. Par après, de la même manière, si la valeur calculée est plus grande que la valeur maximale discrète, la valeur shunt prend cette dernière valeur. Finalement, dépendamment de la proximité de la valeur continue trouvée par l'OPF, celle-ci est arrondie à une valeur discrète plus petite ou plus grande. D'ailleurs, un seuil est ajouté dans la fonction de discrétisation programmée pour influencer les arrondissements de sorte à éviter des oscillations au niveau des valeurs shunts discrètes déterminées. En fait, si la valeur continue est plus grande que la valeur du seuil multipliée par le pas discret, elle est arrondie à la valeur discrète plus grande. La valeur du seuil utilisé dans toutes les simulations est de 0,6; cette valeur a permis d'obtenir une bonne discrétisation des valeurs shunts. Enfin, il est à noter que lorsque le bloc de coordination exécute le deuxième OPF pour trouver les tensions sur les générateurs à avoir, les multiplicateurs de Lagrange sont initialisés à des valeurs nulles pour éviter que le deuxième OPF diverge. Par ailleurs, les valeurs shunts trouvées par le premier OPF sont ajoutées comme « deltaQ » dans le deuxième OPF de sorte à considérer les effets des valeurs shunts mises lors de la recherche des tensions à maintenir sur les barres de génération.

4.4 Études de cas

Les RSCT développés ont été mis à l'essai sur le réseau de test d'IEEE de 39 nœuds et sur la version modifiée du réseau de test d'IEEE de 118 nœuds, telle que décrite dans l'Annexe I. L'Annexe V explique sommairement comment les simulations ont été effectuées à l'aide de la composante « Simulink » du logiciel « Matlab ». D'ailleurs, il est important de mentionner que seul le régime permanent a été simulé et que les variations en régime transitoire n'ont pas été simulées ni relevées dans les graphiques de cette section. En fait, dans les simulations, des itérations émulant chacune une période de 60 s ont été effectuées. Cette période correspond au temps d'intervention d'un RSCT. De plus, toutes les données sont relevées à la fin d'une itération, donc au moment où le réseau est en théorie en régime permanent. Par conséquent, il est à noter que pour tous les graphiques illustrés dans cette section, les points indiquent les valeurs relevées lors des simulations et les courbes tracées ne montrent qu'à

titre indicatif l'allure de la variation des valeurs. Ces courbes permettent de distinguer plus facilement la variation des valeurs relevées dans un même graphique.

Dans la présente section, les réglages mis à l'essai dans les simulations sont tout d'abord expliqués. Ensuite, les résultats obtenus avec les RSCT implémentés à l'aide d'OPF sont montrés pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds et pour la version modifiée d'IEEE de 118 nœuds. Enfin, la section termine avec la méthode de validation utilisée pour valider les valeurs shunts et les consignes de tensions sur les générateurs obtenues avec les OPF.

4.4.1 Réglages mis à l'essai dans les simulations

Comme mentionné dans la section 4.3.3, les difficultés rencontrées dans l'utilisation des OPF dans un RSCT ont limité l'exploration de ce concept. Cependant, malgré cette limitation, le concept principal de minimiser les déviations de tension sur les barres d'une zone à l'aide de nœuds pilotes représentatifs peut toujours être vérifié avec les fonctions objectif utilisées. D'ailleurs, il est à noter que dans les RSCT développés, les contraintes sur les puissances réactives des shunts sont malgré tout considérées dans les plages de valeurs réactives imposées dans les contrôles. Comme expliqué aussi dans la section 4.3.3, malgré la présence d'autres objectifs, une plus grande importance est habituellement accordée à la minimisation des déviations de tension sur les nœuds pilotes. En fait, la minimisation des déviations de tension sur les barres de génération et de celle sur les puissances réactives des générateurs n'ont habituellement pas la même importance que la régulation de tension sur les nœuds pilotes dans un RSCT. Par contre, la prise en compte de ces autres déviations aide à maintenir plus facilement le réseau électrique stable.

Les réglages implémentés en simulation gèrent le réseau d'IEEE de 39 nœuds et le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds tels que structurés dans les Figures 3.1 et 3.2. Pour les deux réseaux électriques, il y a donc 3 zones et un nœud pilote dans chacune d'elle. Dans chaque zone, des générateurs sont disponibles et des shunts ont été ajoutés sur des barres de charge choisis arbitrairement proches des barres pilotes. La localisation des barres de charge ayant

des shunts pour les deux réseaux mis à l'essai sont illustrés dans les Figures 4.3 et 4.4. Il est à noter que la Figure 4.4 montre également la localisation des générateurs utilisés dans le contrôle pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Voici les figures illustrant la localisation des shunts :

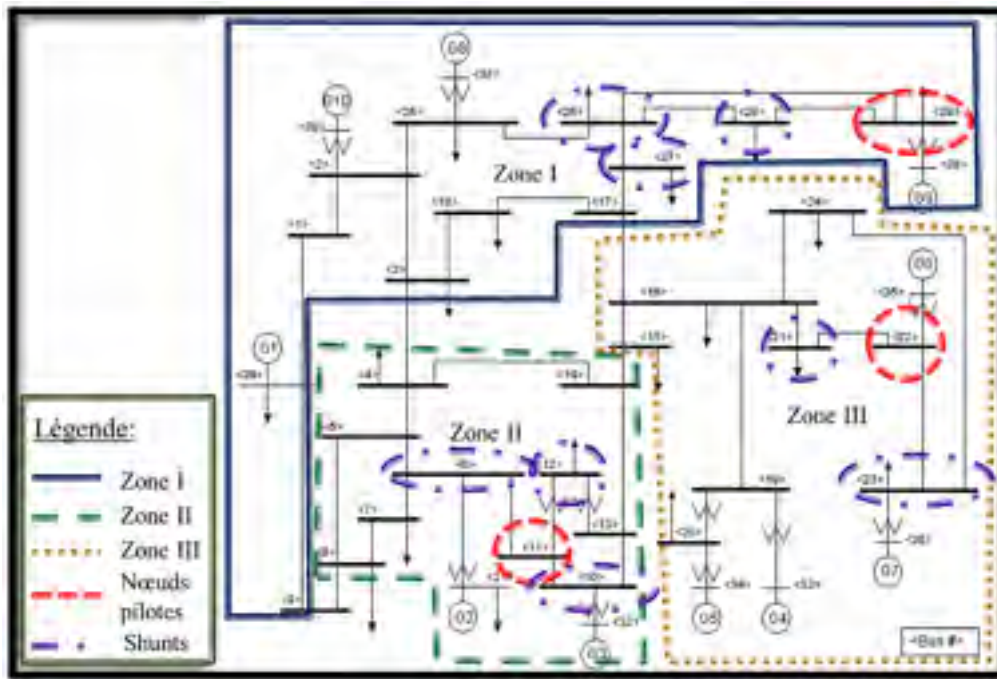


Figure 4.3 Localisation des shunts dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds

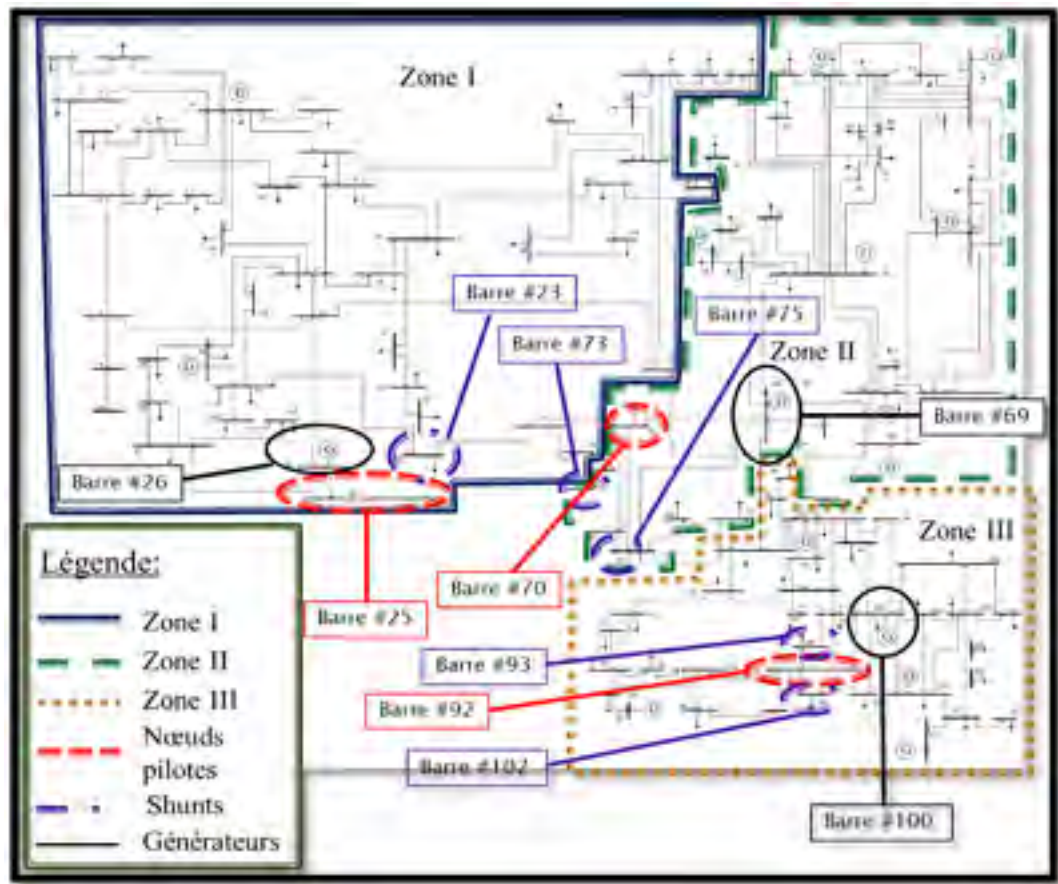


Figure 4.4 Localisation des shunts dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Les shunts ajoutés consistent en des bancs de condensateurs ou d'inductances ayant chacun une capacité de val MVAR où val est une valeur discrète. Ces bancs sont ajoutés de façon « discrète » et il est possible d'en dénombrer un certain nombre pour chaque type. En gros, le système de contrôle peut activer des bancs de condensateurs ou d'inductances de sorte à pouvoir ajouter de $-n \cdot val$ MVAR à $+n \cdot val$ MVAR sur la barre de charge et ce, avec des valeurs discrètes de $-val$ MVAR ou de $+val$ MVAR. La valeur entière du terme n et la valeur du terme val sont déterminées selon les essais faits sans discrétisation des valeurs trouvées pour les shunts et en utilisant juste ces derniers pour le contrôle.

Pour toutes les simulations effectuées, les tensions initiales sur les générateurs sont celles indiquées dans les fichiers « common format » des réseaux étudiés. La valeur du seuil utilisée

dans toutes les simulations effectuées dans ce chapitre et dans le chapitre suivant est de 0,6. Pour chaque réseau mis à l'essai dans cette section, deux sortes de réglages sont réalisées. Le premier réglage consiste à réguler les tensions sur les nœuds pilotes en ne divisant pas le réseau et en utilisant les nœuds pilotes identifiés dans les Figures 3.1 et 3.2 selon le réseau étudié. En fait, un « RCST » à une zone est mis à l'essai de cette façon. L'idée est de voir s'il est effectivement possible de contrôler la tension sur plus d'une barre dans un réseau électrique. Le deuxième réglage mis à l'essai par après consiste en des réglages locaux effectués dans chaque zone du réseau divisé. Dans chaque zone, un nœud pilote est utilisé pour représenter le profil de tension de la zone. Dans ce cas-ci, les actions des contrôles locaux indépendants sont mises à l'essai. Les deux types de réglage sont surnommés « RSCT simples »; seule la déviation de tension sur les nœuds pilotes est considérée parmi les trois objectifs typiques d'un RSCT.

4.4.2 Résultats obtenus avec le réseau d'IEEE de 39 nœuds

Comme expliqué dans l'Annexe V, des fichiers « common format » sont nécessaires pour effectuer les simulations des réseaux avec le contrôle développé. Dans les fichiers utilisés pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds lors des simulations, aucune limite au niveau des puissances réactives n'est imposée sur les barres de génération. Cette particularité est gardée dans les simulations effectuées avec ce réseau. Les paramètres utilisés dans les simulations réalisées avec le réseau d'IEEE de 39 nœuds sont indiqués dans les Tableaux 4.1 et 4.2 :

Tableau 4.1 Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds

Zones	Nœuds pilotes	Barres de génération utilisées	Barres ayant des shunts	Tensions à maintenir (pu)
Zone I	#29	#38	[26, 27, 28]	1,0204
Zone II	#11	#32	[6, 10, 12]	0,95835
Zone III	#22	#35	[21, 23]	1,0214

Tableau 4.2 Perturbations effectuées dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds

Zones	Barre perturbée	Puissance ajoutée (MVAR)	Appliquée après
Zone I	#18	+200	180 s
	#18	-100	720 s
Zone II	#7	+200	180 s
	#7	-100	720 s
Zone III	#24	+200	180 s
	#24	-100	720 s

D'après le Tableau 4.2, entre 180 et 720 s de temps de simulation, les barres de charge #7, #18 et #24 sont perturbées de +200 MVAR. Par après, les barres sont perturbées de +100 MVAR seulement. Avant d'utiliser le contrôle développé, une simulation est faite préalablement en n'utilisant que les shunts comme éléments de contrôle et sans discrétiser les valeurs shunts. Ceci est fait dans le but de déterminer la plage de valeurs dans laquelle les éléments shunts pourront varier et les valeurs discrètes que pourront prendre les valeurs shunts lors de la simulation du contrôle développé. Suite à cet essai, il a été décidé que les valeurs shunts discrètes peuvent varier de -100 MVAR à +100 MVAR (-1 pu à +1 pu) avec des pas discrets de 0,2 pu de sorte à minimiser l'utilisation des générateurs dans le contrôle utilisant les deux sortes d'éléments de contrôle. En effet, certaines valeurs shunts atteignaient presque -100 MVAR durant cette simulation.

Une simulation est ensuite faite en appliquant le contrôle développé : les valeurs shunts sont discrétisées et des générateurs sont utilisés pour compléter la régulation sur les tensions des nœuds pilotes. Les Figures 4.5 et 4.6 montrent la variation des tensions sur les nœuds pilotes et sur les barres de charge perturbées lorsque les valeurs shunts varient de -1 pu à +1 pu. Il est à noter que les perturbations décrites précédemment sont réalisées dans la simulation. Voici les résultats obtenus :

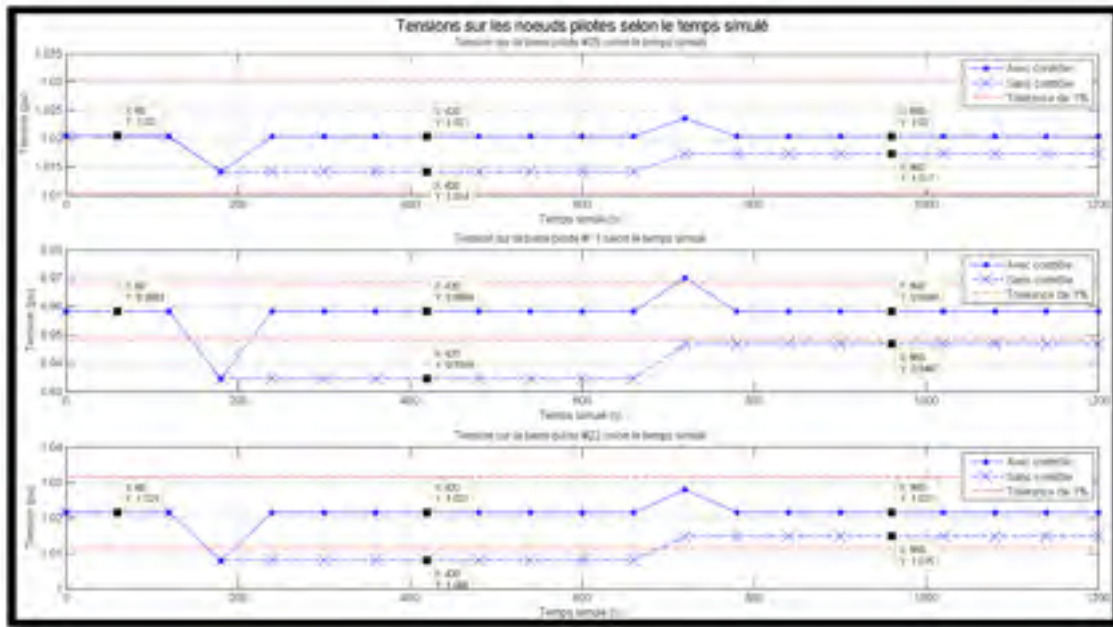


Figure 4.5 Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions

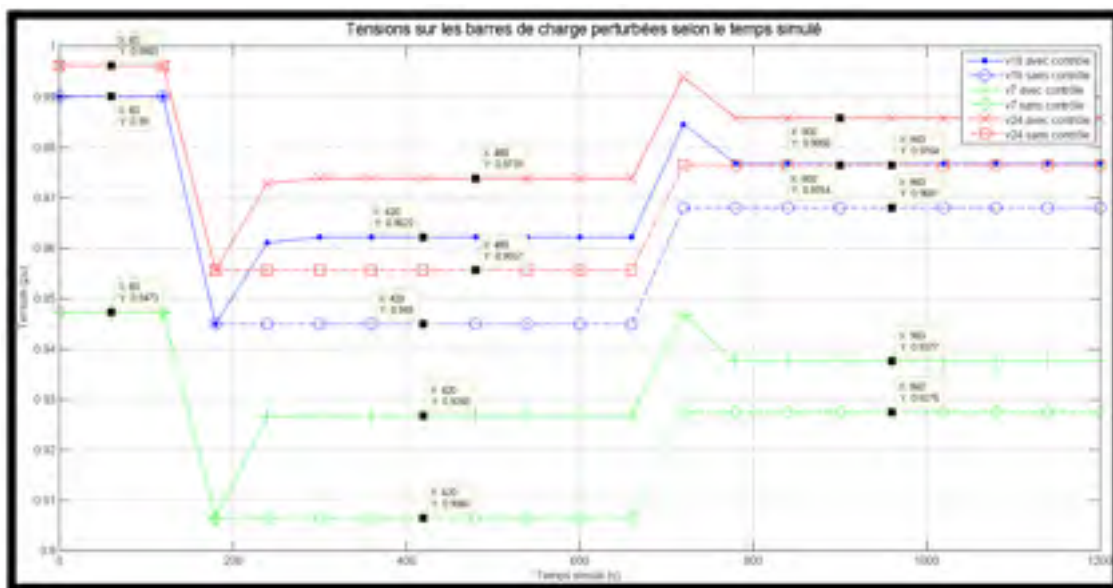


Figure 4.6 Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions

Dans ces graphiques, les points et les autres symboles indiquent les valeurs relevées alors que les courbes tracées ne montrent qu'à titre indicatif l'allure des variations. En observant les résultats obtenus, il est possible de noter que malgré que les tensions sur les nœuds pilotes soient affectées par l'application des perturbations dans le réseau électrique, elles sont régulées correctement. Dans ces graphiques, il est possible de noter que la perturbation appliquée à 180 s entraîne une baisse de la valeur de la tension sur les barres perturbées ainsi que sur les barres pilotes. Or, à l'itération suivante (60 s plus tard), les tensions sont complètement rétablies à leur valeur initiale sur les nœuds pilotes. Ceci démontre que les OPF utilisés pour le contrôle déterminent les bonnes valeurs shunts et les bonnes tensions sur les générateurs utilisés pour corriger la déviation des tensions sur les nœuds pilotes.

La Figure 4.5 montre que les perturbations effectuées n'ont en fait pas trop affecté les tensions sur les nœuds pilotes. En effet, en supposant une tolérance de 1%, seules les barres pilotes #11 et #22 ont vu leur tension dépasser ce seuil au plus fort des perturbations. Par contre, malgré le peu d'effet sur les nœuds pilotes, la Figure 4.6 montre que toutes les barres perturbées ont vu leur tension suffisamment corrigée. En fait, avec le contrôle effectué, les tensions sur les barres perturbées ne dévient que d'environ 2 à 3% au lieu d'environ 4 à 5% sans contrôle. Un meilleur choix de nœuds pilotes pourrait améliorer encore un peu la correction des tensions sur les barres perturbées.

Les Figures 4.7 à 4.9 montrent l'évolution de certaines valeurs shunts désirées et des tensions sur les générateurs :

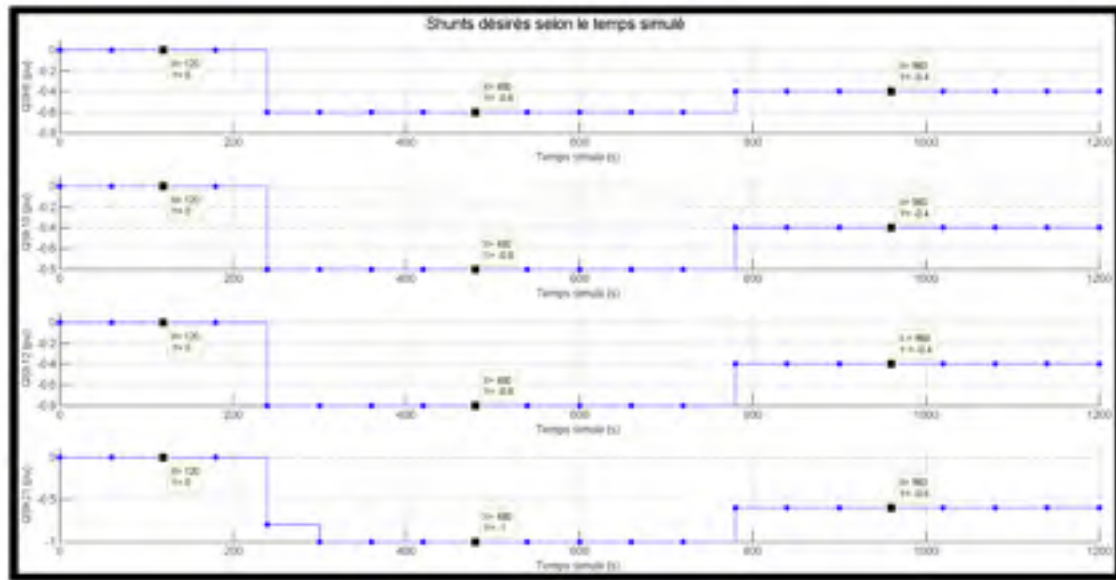


Figure 4.7 Certaines valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions

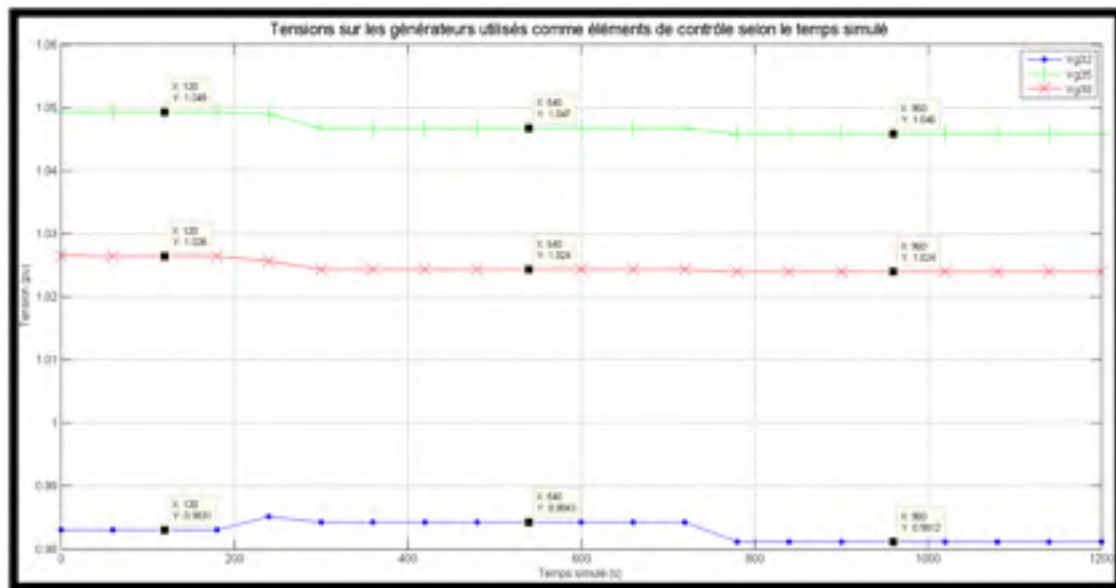


Figure 4.8 Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds sans divisions

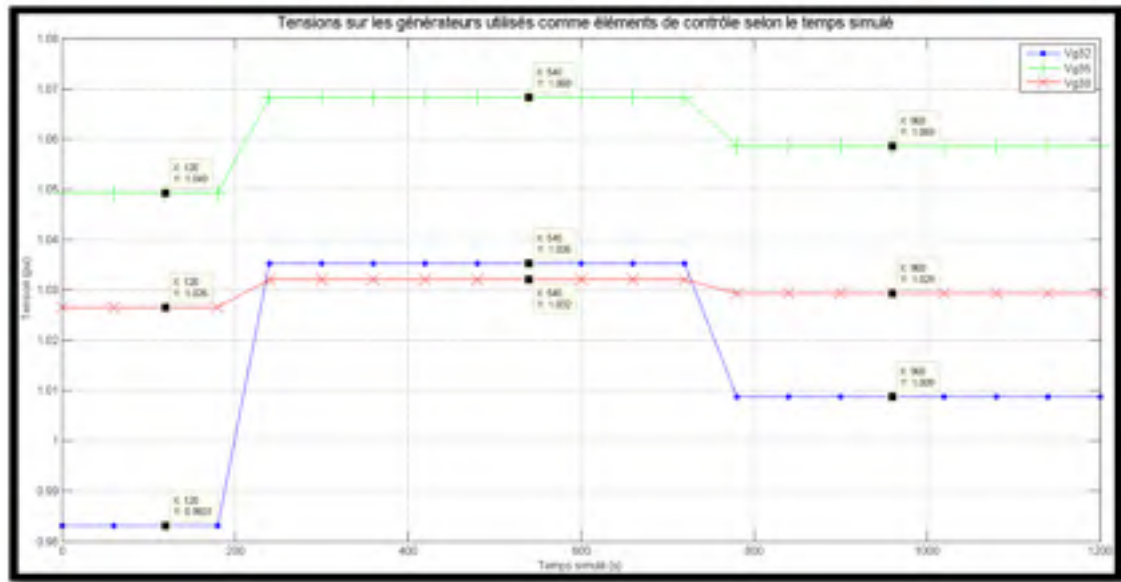


Figure 4.9 Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple n'utilisant pas de shunts

Les Figures 4.7 et 4.8 permettent d'observer que les valeurs shunts et les tensions sur les générateurs sont ajustées tout le long de la simulation pour effectuer le contrôle de la tension sur les nœuds pilotes comme attendu. L'usage des générateurs dans le contrôle malgré l'utilisation des shunts est expliqué par le fait que la discrétisation effectuée ne permet pas d'avoir les valeurs continues exactes nécessaires pour effectuer un ajustement sans changer les consignes de tension sur les générateurs. Par exemple, pour la barre #21, il est normalement nécessaire d'avoir environ -0,88 pu de valeur shunt lors de l'application de la première perturbation. Or, suite à la discrétisation, c'est plutôt une valeur de -1 pu qui est mise sur cette barre. Par conséquent, l'accumulation de surplus ou de manque de puissance réactive sur les barres ayant des shunts font en sorte que les générateurs doivent être utilisés dans le contrôle dans le but de compenser ce surplus ou ce manque de puissance réactive. Malgré tout, dans la Figure 4.8, il est possible d'observer que les consignes de tension sur les générateurs ne varient pratiquement pas et ce, même avec les perturbations. Enfin, la Figure 4.9 montre les consignes de tension demandées sur les barres de génération lorsque le contrôle est effectué sans shunts. D'après les observations faites durant la simulation de ce cas, les corrections faites sur les barres de charge perturbées et sur les nœuds pilotes sont

semblables à celles obtenues avec un contrôle avec des shunts. La Figure 4.9 montre que les générateurs sont davantage sollicités sans les shunts, surtout celui de la barre #32.

Les prochains essais sont effectués pour le même réseau électrique, mais cette fois-ci divisé en trois zones et en utilisant les mêmes nœuds pilotes que dans l'essai précédent comme illustrée dans la Figure 3.1. La structure illustrée dans la Figure 4.2 est donc utilisée avec trois blocs de coordination (un bloc par zone). De plus, les paramètres d'étude détaillés dans les Tableaux 4.1 et 4.2 sont utilisés également. Enfin, comme mentionné dans la section 4.3.4, les puissances actives et réactives mesurées sur les branches sont tenues compte dans les OPF utilisés dans ce cas-ci et dans le cas où le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds est divisé en trois zones. Les Figures 4.10 à 4.13 montrent les résultats obtenus :

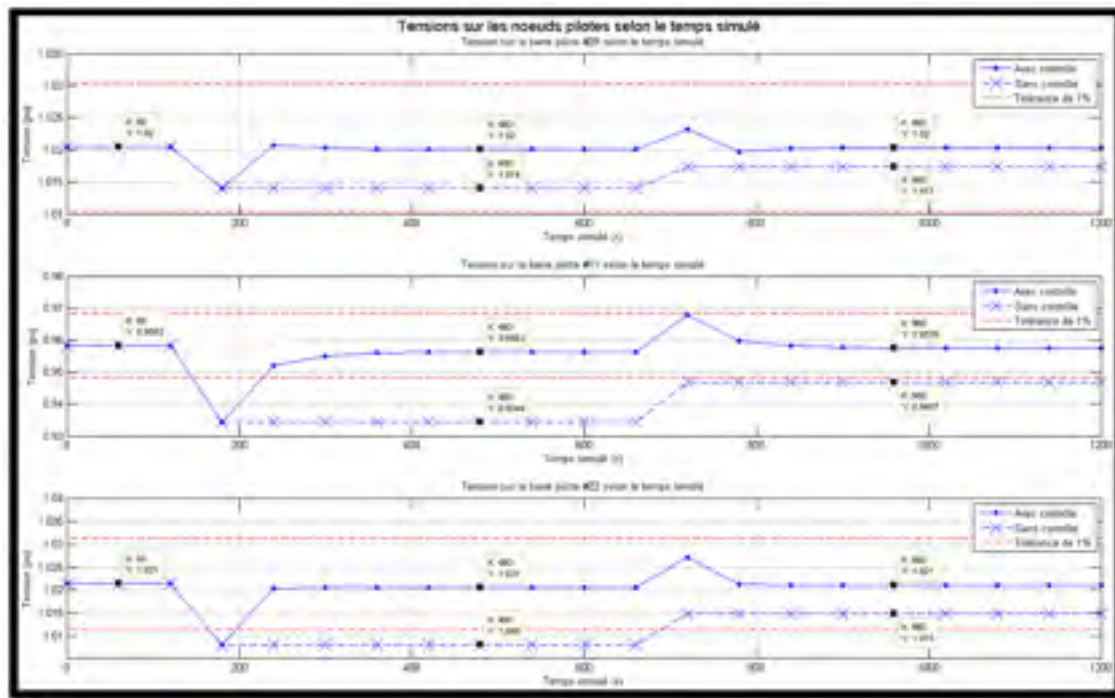


Figure 4.10 Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones

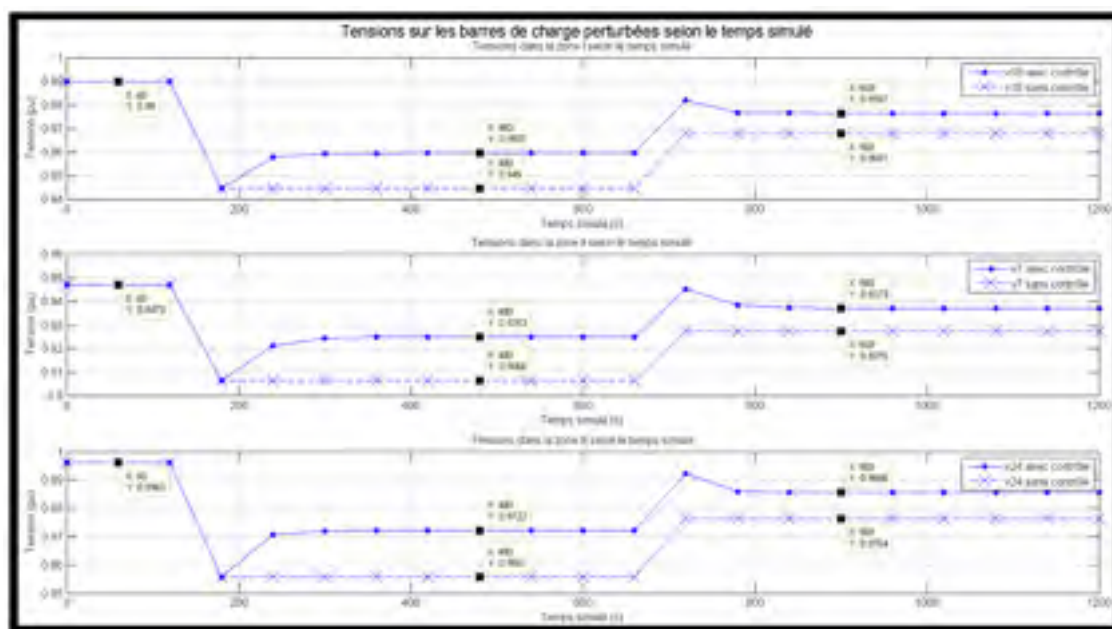


Figure 4.11 Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones

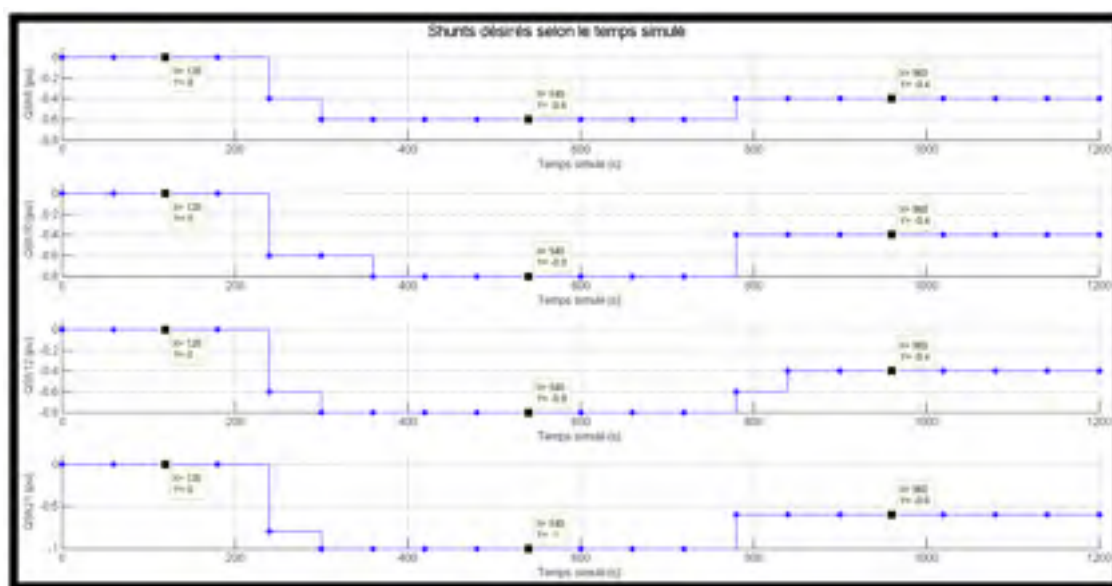


Figure 4.12 Certaines valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones

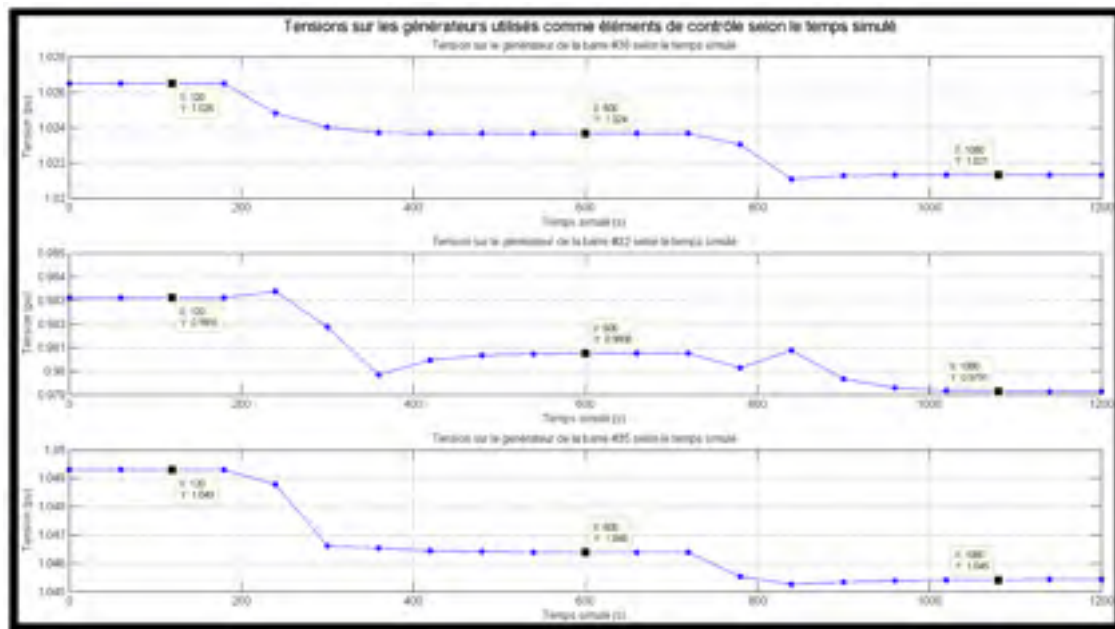


Figure 4.13 Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds divisé en trois zones

À partir des graphiques précédents, il est possible de constater que les tensions sur les nœuds pilotes sont maintenues très proches des valeurs initiales. Aussi, contrairement au cas où le contrôle s'effectue sur tout le réseau non-divisé, la régulation effectuée dans le cas présent requiert plus d'itérations pour ajuster correctement les tensions sur les barres pilotes. La Figure 4.11 montre que le contrôle effectué a suffisamment bien corrigé les tensions sur les barres perturbées; les nœuds pilotes représentent bien les profils des barres de charge des trois zones. En effet, en considérant une tolérance de 3%, les tensions sont corrigées à la limite ou mieux que la tolérance allouée. Enfin, au niveau des générateurs utilisés pour le contrôle, la Figure 4.13 illustre que ces derniers ne sont pratiquement pas utilisés et que ce sont les shunts qui corrigent davantage les tensions sur les nœuds pilotes. Ceci montre que les shunts aident effectivement à réduire l'utilisation des générateurs dans le contrôle.

Finalement, une dernière simulation a aussi été effectuée pour le réseau électrique d'IEEE de 39 nœuds, mais cette fois-ci un système de contrôle ayant plus de nœuds pilotes a été utilisé. De plus, le réseau est structuré tel qu'illustré dans la Figure 3.3. Les paramètres de l'étude

détaillés dans les Tableaux A VI-1 et A VI-2 de l'Annexe VI ont été utilisés. Pour ce cas, d'autres shunts ont été ajoutés aux alentours des nœuds pilotes pour le contrôle. Suite aux simulations, il a été possible de constater que les tensions sur les nœuds pilotes sont bien régulées pour les trois zones. Encore une fois, les shunts n'ont été activés que lorsque les perturbations ont été effectuées sur le réseau électrique. Au niveau des générateurs, ceux-ci n'ont pratiquement pas été sollicités; les shunts utilisés arrivent à réguler amplement les tensions sur les nœuds pilotes. Enfin, les tensions sur les barres de charge perturbées ont été mieux représentées par les nœuds pilotes choisis pour ce cas. En effet, comparativement à la Figure 4.11, les barres perturbées ont été un peu mieux régulées avec plus de nœuds pilotes dans chaque zone et ce, même avec des perturbations plus grandes et incluant des puissances actives. Ceci est d'ailleurs normal puisqu'il est plus facile de « capturer » des perturbations plus locales avec plusieurs nœuds pilotes qu'avec un seul par zone. L'Annexe VI présente les figures montrant les résultats obtenus lors de cette simulation et détaille cette dernière.

4.4.3 Résultats obtenus avec le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Le deuxième ensemble de tests avec des RSCT simples est effectué sur la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds. De plus, dans les fichiers « common format » utilisés, les limites au niveau des puissances réactives sur les barres de génération ont été retirées. En effet, comme les OPF ne tiennent pas compte de la variation des puissances réactives sur les barres de génération, ils faisaient parfois diverger le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds lors des simulations. Pour les essais effectués avec ce réseau électrique, la structure illustrée dans la Figure 3.2 est utilisée avec ou sans les divisions selon le cas étudié. Les paramètres des études réalisées sont indiqués dans les Tableaux 4.3 et 4.4 :

Tableau 4.3 Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Zones	Nœuds pilotes	Barres de génération utilisées	Barres ayant des shunts	Tensions à maintenir (pu)
Zone I	#25	#26	[23, 25]	1,0382
Zone II	#70	#69	[70, 75]	0,9792
Zone III	#92	#100	[93, 102]	0,9759

Tableau 4.4 Perturbations effectuées dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Zones	Barre perturbée	Puissance ajoutée (MVAR)	Appliquée après	
			Réseau non-divisé	Réseau divisé
Zone I	#25	+50	180 s	600 s
	#25	+50	240 s	660 s
	#25	+50	300 s	720 s
	#25	-75	600 s	1200 s
Zone II	#70	+50	180 s	600 s
	#70	+50	240 s	660 s
	#70	+50	300 s	720 s
	#70	-75	600 s	1200 s
Zone III	#92	+50	180 s	600 s
	#92	+50	240 s	660 s
	#92	+50	300 s	720 s
	#92	-75	600 s	1200 s

Pour le cas où le réseau n'est pas divisé, d'après le Tableau 4.4, une perturbation de +50 MVAR est appliquée à 180 s, à 240 s et à 300 s de temps de simulation sur les barres #19, #48 et #96 de façon à avoir une perturbation totale de +150 MVAR après 300 s de temps de simulation. Par la suite, une perturbation de -75 MVAR est appliquée sur les mêmes barres à 600 s de temps de simulation de sorte à enlever la moitié des perturbations mises juste avant.

La Figure 4.4 illustre la localisation des barres de charge ayant des shunts dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Il est à noter que les valeurs shunts discrètes possibles ont été limitées entre -1 pu et +1 pu, et les bancs de condensateurs et d'inductances ne peuvent prendre que des valeurs de puissance réactive de 20 MVAR (0,2 pu). Les Figures 4.14 à 4.17 illustrent les résultats obtenus lorsque le contrôle est appliqué sur le réseau non-divisé en zones :

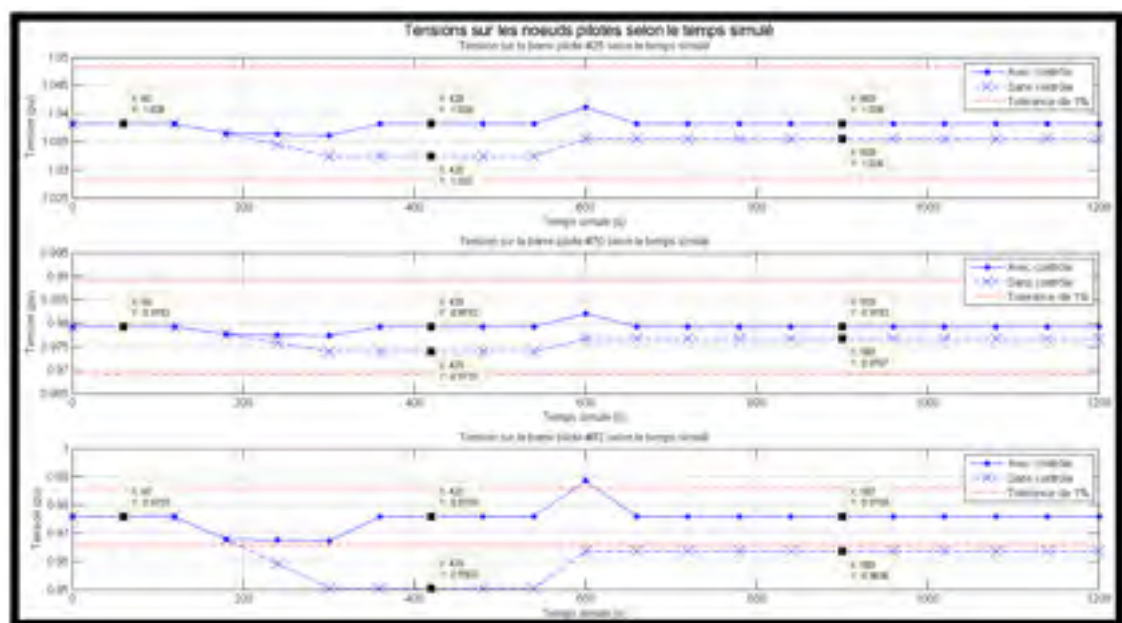


Figure 4.14 Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds sans divisions

Shunts désirés selon le temps simulé

Three plots showing the evolution of desired shunts (Csh12, Csh13, Csh10) over 1200 simulated seconds. The x-axis for all plots is 'Temps simulé (s)' from 0 to 1200.

Csh12 (mS): The shunt value starts at 0, drops to -0.2 at t=120, to -0.4 at t=250, to -0.6 at t=350, and to -0.4 at t=900.

Csh13 (mS): The shunt value starts at 0, drops to -0.2 at t=250, and remains constant at -0.2 until t=900.

Csh10 (mS): The shunt value starts at 0, drops to -0.2 at t=250, to -0.6 at t=350, and to -0.2 at t=900.

Figure 4.16 Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds sans divisions

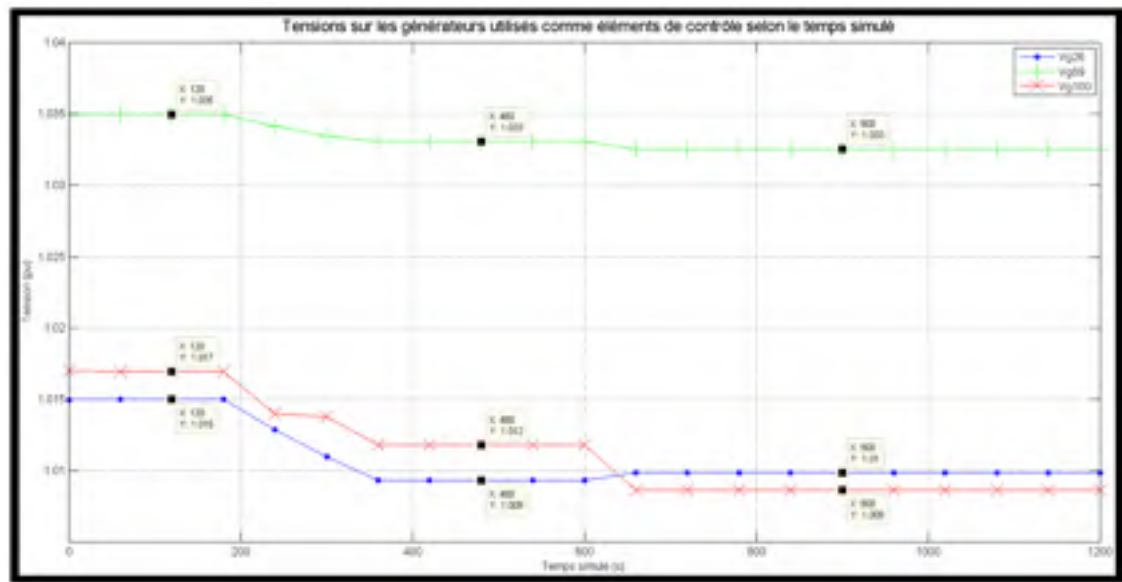


Figure 4.17 Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds sans divisions

Il est à noter que les valeurs shunts sur les barres #73 et #75 (non-illustrées) ont été maintenues nulles tout au long de la simulation. Dans les figures précédentes, il est possible de constater que les tensions sur les nœuds pilotes sont bien maintenues. Par ailleurs, les perturbations effectuées n'ont pas eu un impact significatif sur les tensions des barres pilotes sauf pour la barre #92. En fait, sans contrôle, seule la barre pilote #92 dépasserait une tolérance de 1% lors de l'application des perturbations. La Figure 4.15 montre que les tensions sur les barres de charge perturbées n'ont pratiquement pas été régulées; les nœuds pilotes choisis ne sont pas suffisamment représentatifs. L'augmentation du nombre de nœuds pilotes ou une meilleure sélection de ces barres pourrait améliorer la régulation de la tension sur les barres perturbées. Dans la Figure 4.17, il est possible d'observer que les barres de génération utilisées dans le contrôle sont peu sollicitées. En fait, encore une fois, ce sont surtout les shunts qui effectuent la régulation de tension sur les nœuds pilotes.

Le prochain essai effectué traite du cas lorsqu'un bloc de coordination avec des OPF locaux est utilisé pour chaque zone du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en zones, les perturbations se font aux temps indiqués

correspondants dans le Tableau 4.4. Le changement au niveau des temps d'application des perturbations permet au réseau électrique de se stabiliser suffisamment avant d'appliquer les perturbations. Les Figures 4.18 à 4.21 illustrent la variation de tension sur les nœuds pilotes, sur les barres de charge perturbées, sur les générateurs ainsi que la variation des valeurs shunts désirées dans chaque zone :

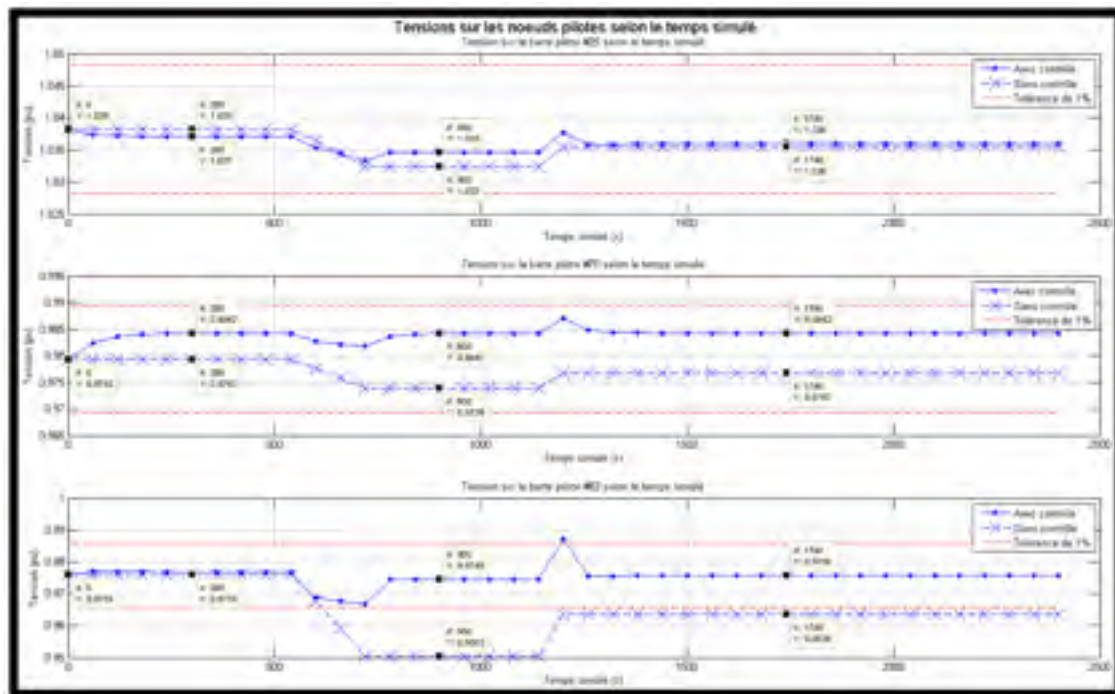


Figure 4.18 Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones

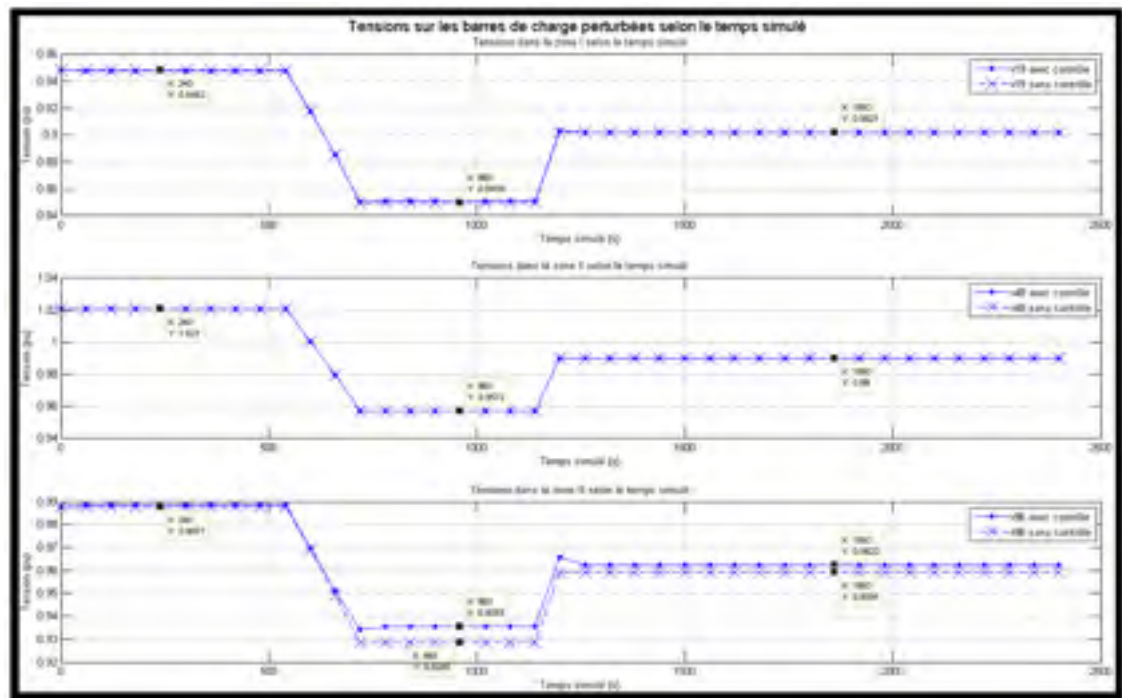


Figure 4.19 Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones

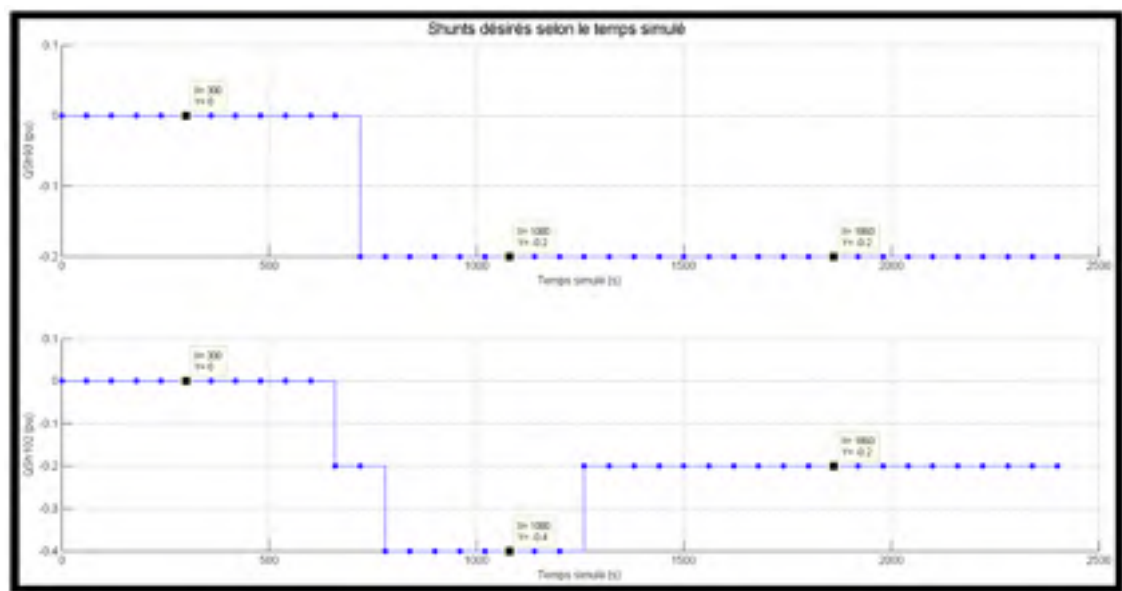


Figure 4.20 Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones

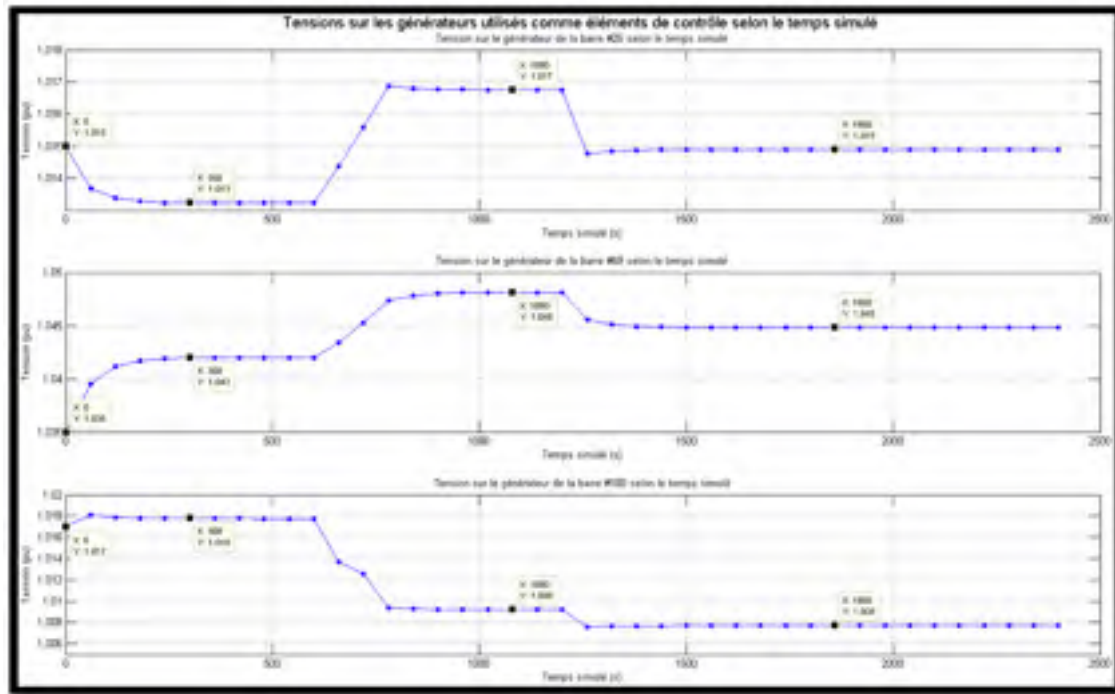


Figure 4.21 Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds divisé en trois zones

Il est à noter que les valeurs shunts sur les barres #23, #73 et #75 (non-illustrées) ont été maintenues nulles tout au long de la simulation. La Figure 4.18 illustre encore une fois la difficulté à maintenir les tensions désirées sur les nœuds pilotes lorsque des contrôles locaux s'occupent de leur zone respective. En effet, même si les puissances sur les branches sont tenues compte en principe dans les OPF effectués dans chaque bloc de coordination, d'autres facteurs, non-tenus compte dans les OPF, font en sorte que les valeurs calculées pour les éléments de contrôle ne soient pas celles qui permettent de réguler correctement.

L'impact plus marqué de ces facteurs sur le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds est dû au fait que les zones obtenues pour ce réseau ne sont pas complètement découplées comparativement pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds. En fait, il est possible que les zones obtenues pour le réseau ne soient pas suffisamment indépendantes. Dans ce cas, les effets de contrôle et des perturbations présentes dans les zones voisines influencent davantage la régulation locale dans chaque zone. Par ailleurs, sans l'application de la perturbation, les

OPF locaux réussissent à maintenir suffisamment bien les tensions initiales des barres pilotes. Dans le cas présent, la barre pilote #70 est celle qui voit sa tension le plus varier au début de la simulation; sa tension passe de 0,9792 pu à 0,9842 pu, qui est une valeur suffisamment proche de sa valeur initiale. Avec l'application des perturbations, les OPF locaux réussissent à maintenir les tensions sur les nœuds pilotes proches de leurs nouvelles tensions initiales sans perturbations. En tout temps, les tensions régulées sur les barres pilotes sont maintenues à l'intérieur d'une tolérance de 1%.

Au niveau des générateurs utilisés dans le contrôle, ceux localisés sur les barres #69 et #100 sont les générateurs qui ont vu leurs consignes de tension changer le plus durant la simulation. Or, sans les shunts dans le contrôle, les consignes de tension sur le générateur localisé sur la barre #100 varient plus selon une simulation réalisée pour ce cas. Par ailleurs, pour le cas présent, les trois générateurs utilisés ont tous vu leurs consignes de tension changer dès le départ. Ceci est dû au fait que les OPF locaux n'arrivent pas à tenir compte correctement de tous les facteurs externes à la zone contrôlée. Enfin, les nœuds pilotes utilisés ne sont pas suffisamment représentatifs des barres de charge de chaque zone puisque selon la Figure 4.19, aucune correction n'est en fait vraiment réalisée sur les barres perturbées malgré la régulation des tensions sur les nœuds pilotes.

4.4.4 Méthode de validation du contrôle fait avec les OPF

Une méthode de validation simple est utilisée pour vérifier le contrôle avec des shunts et avec des générateurs fait avec des OPF. En fait, l'idée est de vérifier si les valeurs calculées pour les éléments de contrôle par les OPF permettent d'obtenir effectivement une bonne minimisation des fonctions objectif utilisées. Les validations illustrées dans cette section ont été effectuées pour le cas où un nœud pilote se retrouve dans chaque zone pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds et pour la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds, et lorsque le contrôle s'applique sur tout le réseau au complet (pas de contrôles locaux). D'autres validations ont aussi été faites pour les cas avec des OPF locaux, mais dans le but de limiter le nombre de figures, elles ne sont pas illustrées dans cette section. Dans les simulations

faites pour les validations, les valeurs shunts peuvent varier discrètement avec un écart de 0,2 pu pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds et pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Pour toutes les validations effectuées, les consignes sur les barres de génération ont toutes été initiées aux mêmes valeurs que celles indiquées dans les fichiers de « common format » respectifs des réseaux simulés. Enfin, les validations sont réalisées avec des perturbations dans les réseaux électriques. La perturbation faite dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds est une perturbation de +200 MVAR sur les barres #7, #18 et #24. Pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds, la perturbation est plutôt de +50 MVAR sur les barres #19, #48 et #96.

La méthode de validation consiste à vérifier si les valeurs utilisées pour les valeurs shunts et pour les tensions sur les barres de génération permettent une bonne minimisation des fonctions objectif utilisées par les OPF. Pour cela, les fonctions objectif sont évaluées en utilisant des valeurs différentes, mais proches de celles trouvées normalement suite aux OPF effectués pour les consignes sur les générateurs et pour les valeurs shunts continues. Il est aussi fait de même pour les valeurs shunts discrètes obtenues avec la discrétisation des valeurs shunts trouvées par l'OPF concerné. La procédure de validation pour les valeurs shunts est la suivante :

- 1) trouver la valeur shunt continue à avoir sur toutes les barres de charge ayant des shunts à l'aide d'un OPF en tenant compte des perturbations;
- 2) effectuer une boucle principale dans laquelle, pour une barre de charge ayant un shunt à la fois, 0,01 pu sont ajoutés ou soustraits sur la valeur shunt continue dans une autre boucle secondaire;
- 3) effectuer un écoulement de puissance et calculer la valeur de la fonction objectif à l'aide de l'équation (4.19) à chaque itération de la boucle secondaire;
- 4) remettre à chaque itération de la boucle principale les valeurs shunts continues trouvées à l'étape 1) sur les barres de charge concernées;
- 5) à partir des valeurs shunts continues trouvées à l'étape 1), discrétiser les valeurs shunts continues à l'aide de la fonction de discrétisation programmée décrite dans la section 4.3.4;

- 6) effectuer une deuxième boucle principale dans laquelle, pour une barre de charge ayant un shunt à la fois, des pas discrets sont ajoutés ou soustraits sur la valeur shunt discrète dans une deuxième boucle secondaire;
- 7) effectuer un écoulement de puissance et calculer la valeur de la fonction objectif à l'aide de l'équation (4.19) à chaque itération de la deuxième boucle secondaire;
- 8) remettre à chaque itération de la deuxième boucle principale les valeurs shunts discrètes trouvées à l'étape 5) sur les barres de charge concernées.

Enfin, pour valider les tensions calculées sur les générateurs, une méthode similaire à celle faite pour les valeurs shunts est utilisée. La méthode de validation est réalisée ainsi :

- 1) trouver les tensions à avoir sur les barres de génération utilisées à l'aide d'un OPF en tenant compte des valeurs shunts discrètes déterminées précédemment et des perturbations;
- 2) effectuer une boucle principale dans laquelle, pour une barre de génération à la fois, 0,01 pu sont ajoutés ou soustraits sur la tension dans une autre boucle secondaire;
- 3) effectuer un écoulement de puissance et calculer la valeur de la fonction objectif à l'aide de l'équation (4.18) à chaque itération de la boucle secondaire;
- 4) remettre à chaque itération de la boucle principale les tensions sur les barres de génération trouvées à l'étape 1) sur les barres concernées.

La validation pour les tensions sur les générateurs est faite pour confirmer que les valeurs trouvées par l'OPF dans les sections 4.4.2 et 4.4.3 minimisent effectivement la fonction objectif. Tout d'abord, la validation réalisée pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds est présentée, suivi de celle faite pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Dans le but de diminuer le nombre de figures, seules les validations pour deux barres de charge ayant des shunts utilisées dans le contrôle sont illustrées. Par contre, les validations obtenues pour tous les générateurs utilisés dans le contrôle sont montrées. Voici les résultats obtenus pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds :

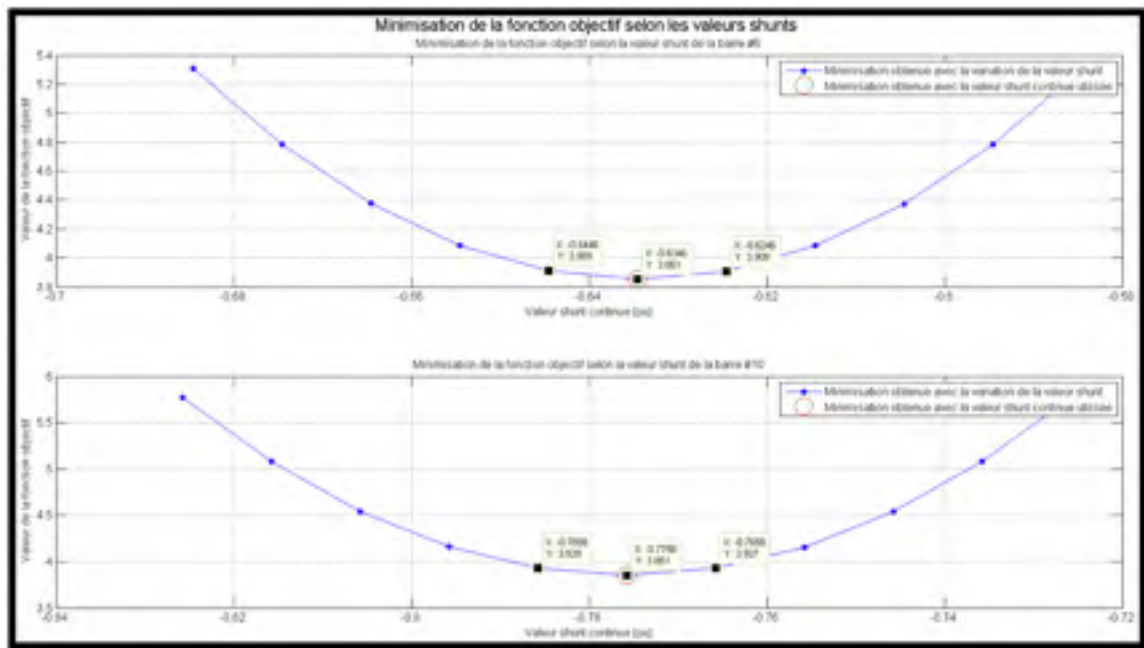


Figure 4.22 Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt continue pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds

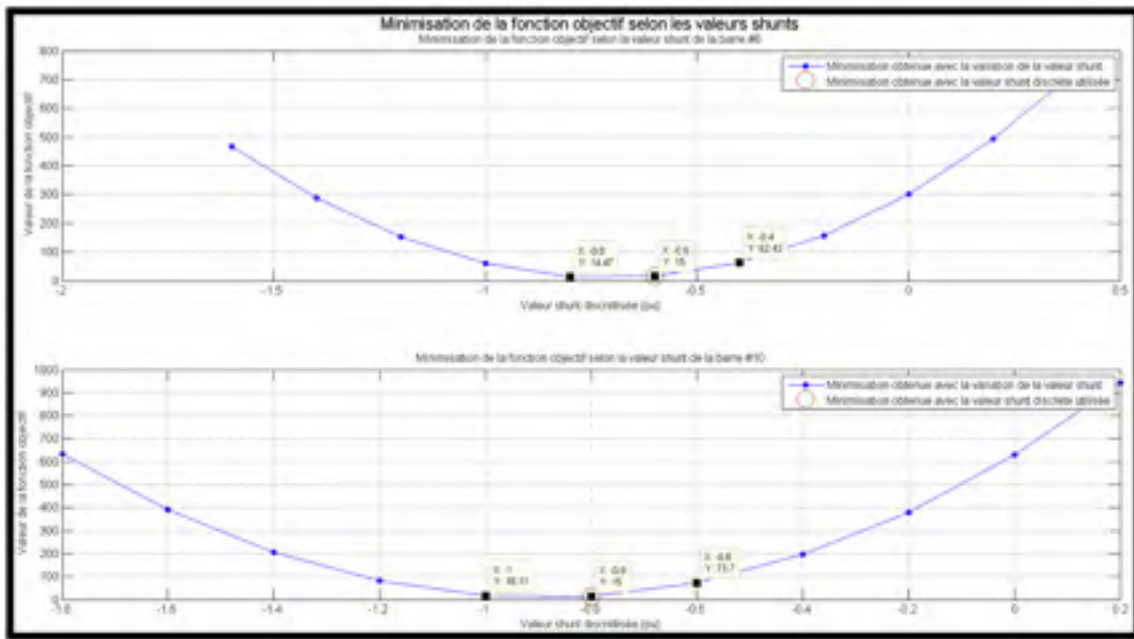


Figure 4.23 Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt discrète pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds

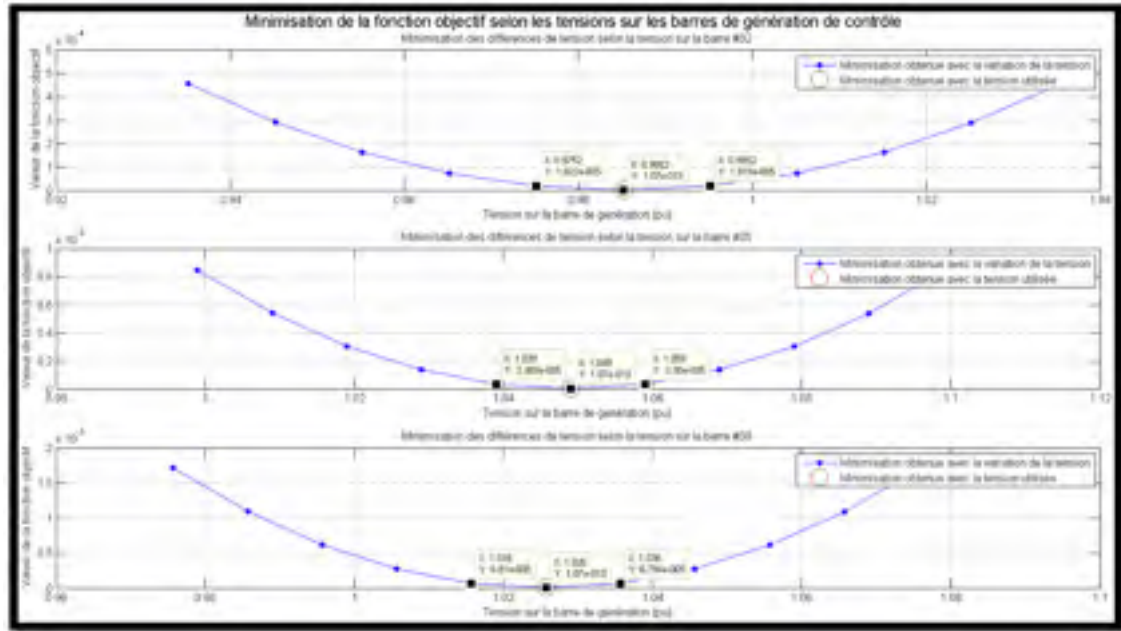


Figure 4.24 Minimisation de la fonction objectif selon la tension sur les barres de génération pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds

La fonction objectif utilisée pour tracer les courbes des Figures 4.22 et 4.23 est la suivante :

$$F = 10^7 \cdot \sum_{n=1}^3 (V_{p_n} - V_{ref_n})^2 + \sum_{n=1}^8 (B_{sh_n})^2 \quad (4.21)$$

où les trois nœuds pilotes et les huit barres de charge ayant des shunts sont ceux indiqués dans les sections 4.4.1 et 4.4.2. Quant à la courbe de la Figure 4.24, elle a été tracée à partir de la fonction objectif suivante :

$$F = \sum_{n=1}^3 (V_{p_n} - V_{ref_n})^2 \quad (4.22)$$

où les nœuds pilotes sont les mêmes que pour l'équation précédente. Le Tableau 4.5 montre les valeurs shunts continues que trouve l'OPF normalement pour maintenir les tensions sur

les nœuds pilotes ainsi que la discrétisation de ces valeurs pour le cas simulé avec perturbations :

Tableau 4.5 Valeurs shunts trouvées normalement pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds

Barre ayant des shunts	Valeur shunt continue (pu)	Valeur shunt discrète (pu)
Barre #6	-0,6346	-0,6
Barre #10	-0,7758	-0,8
Barre #12	-0,8799	-0,8
Barre #21	-0,8797	-0,8
Barre #23	-0,8857	-1
Barre #26	-0,2665	-0,2
Barre #27	-0,3738	-0,4
Barre #28	-0,1123	-0,2

Dans les Figures 4.22 à 4.24, les minimisations obtenues avec les valeurs discrètes et continues qui seraient utilisées dans le contrôle sont indiquées avec un cercle rouge dans les figures concernées. Dans la Figure 4.22, pour chaque barre ayant des shunts traitée, 0,01 pu a été ajouté ou soustrait tout en gardant les autres valeurs shunts continues inchangées. Ceci permet de mieux évaluer l'effet du changement de valeur sur une barre ayant des shunts. Le même principe est suivi dans la Figure 4.24 avec les tensions sur les barres de génération utilisées pour le contrôle. Dans la Figure 4.23, des pas discrets (0,2 pu) sont ajoutés ou soustraits pour chaque barre ayant des shunts tout en gardant les autres valeurs shunts discrètes inchangées.

Les courbes obtenues dans la Figure 4.22 montrent que les OPF ont trouvé les valeurs shunts continues optimales à mettre sur les barres de charge #6 et #10 pour minimiser la fonction objectif. Ceci est également le cas pour les autres barres de charge ayant des shunts dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds. Au niveau des valeurs shunts discrètes, les courbes de validation obtenues dans la Figure 4.23 montrent que la discrétisation effectuée a permis d'obtenir une bonne minimisation avec tous les shunts utilisés. Cependant, pour le shunt sur la barre #6, il

serait possible d'utiliser la valeur discrète -0,8 pu au lieu de -0,6 pu pour obtenir une meilleure minimisation de la fonction objectif à la condition d'utiliser les mêmes valeurs discrètes sur les autres shunts malgré la bonne minimisation obtenue. Il est à noter que les autres courbes de validation non-illustrées pour les autres valeurs shunts discrètes montrent qu'une bonne minimisation a aussi été faite pour la fonction objectif concernée avec ces valeurs. Enfin, dans la Figure 4.24, les courbes de validation pour les barres de génération utilisées dans le contrôle montrent que l'OPF trouve les consignes de tension optimales pour permettre la meilleure minimisation possible de la fonction objectif et ce, en tenant compte des valeurs shunts discrètes utilisées.

Les Figures 4.25 à 4.27 illustrent les résultats obtenus avec la version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds :

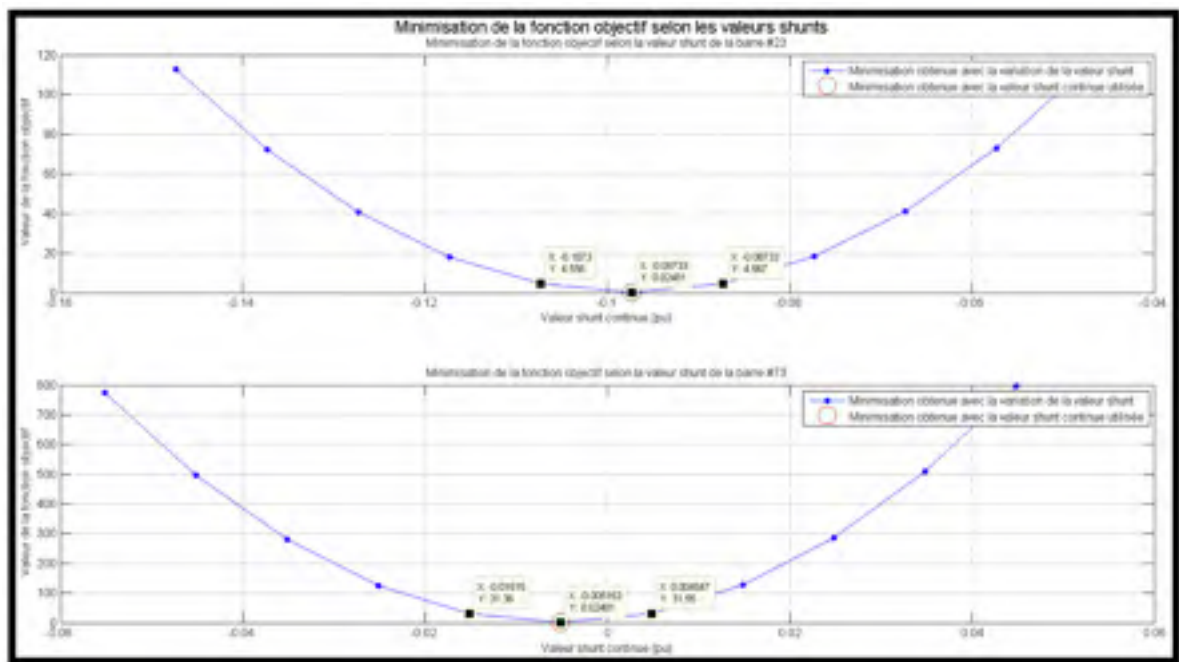


Figure 4.25 Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt continue pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

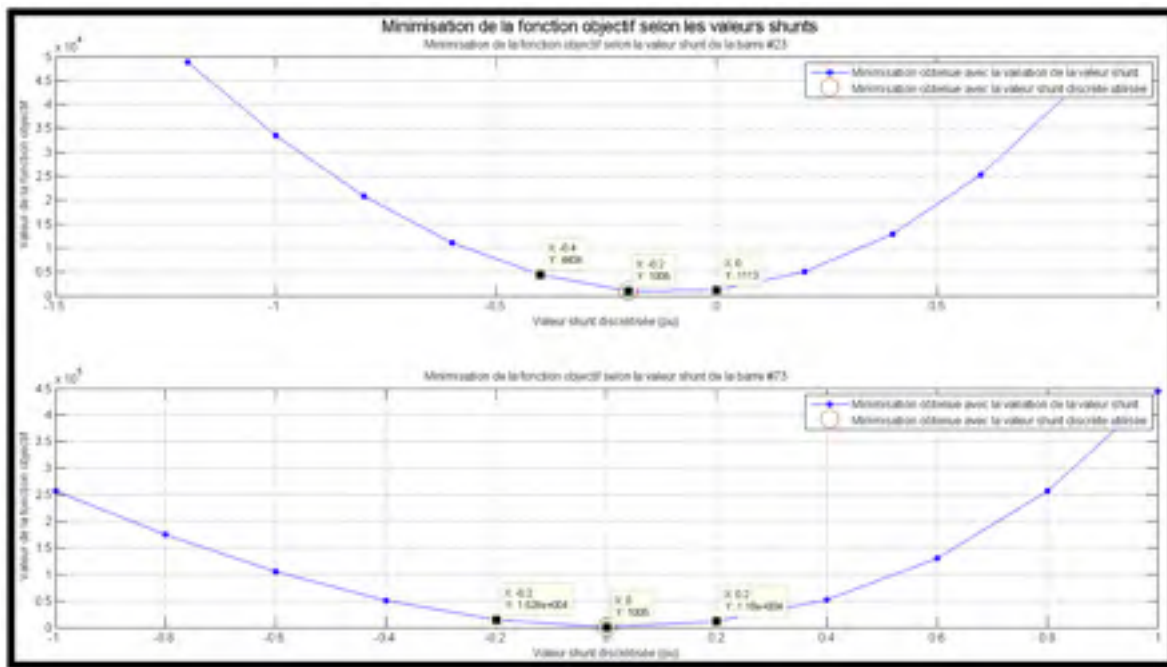


Figure 4.26 Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt discrétisée pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds



Figure 4.27 Minimisation de la fonction objectif selon la tension sur les barres de génération pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

La fonction objectif utilisée pour tracer les courbes des Figures 4.25 et 4.26 est la suivante :

$$F = 10^8 \cdot \sum_{n=1}^3 (V_{p_n} - V_{ref_n})^2 + \sum_{n=1}^5 (B_{sh_n})^2 \quad (4.23)$$

où les trois nœuds pilotes et les cinq barres de charge ayant des shunts sont ceux indiqués dans les sections 4.4.1 et 4.4.3. Quant à la courbe de la Figure 4.27, elle a été tracée à partir de la fonction objectif suivante :

$$F = \sum_{n=1}^3 (V_{p_n} - V_{ref_n})^2 \quad (4.24)$$

où les nœuds pilotes sont les mêmes que pour l'équation précédente. Le Tableau 4.6 montre les valeurs shunts continues que trouve l'OPF normalement pour maintenir les tensions sur les nœuds pilotes ainsi que la discrétisation de ces valeurs pour le cas simulé avec perturbations :

Tableau 4.6 Valeurs shunts trouvées normalement pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds

Barre ayant des shunts	Valeur shunt continue (pu)	Valeur shunt discrète (pu)
Barre #23	-0,09733	-0,2
Barre #73	-0,005153	0
Barre #75	-0,0008717	0
Barre #93	-0,07321	0
Barre #102	0,09307	-0,2

Dans les Figures 4.25 à 4.27, le même principe utilisé pour obtenir les courbes des Figures 4.22 à 4.24 est appliqué. Les pas discrets utilisés dans ce cas-ci sont toujours de 0,2 pu. Les courbes obtenues dans la Figure 4.25 pour les valeurs shunts continues sur les barres de

charge #23 et #73 montrent que les OPF ont trouvé la valeur optimale à mettre sur ces éléments de contrôle pour minimiser la fonction objectif. Ceci est également le cas pour les autres barres de charge ayant des shunts dans le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Au niveau des valeurs shunts discrètes, les courbes de validation obtenues dans la Figure 4.26 et celles non-illustrées pour les autres barres de charge ayant des shunts ont montré que la discrétisation effectuée a permis une bonne minimisation avec tous les shunts. D'ailleurs, la Figure 4.17 montre que les valeurs shunts discrètes utilisées permettent de minimiser l'utilisation des barres de génération dans le contrôle. Enfin, dans la Figure 4.27, les courbes de validation pour les barres de génération utilisées dans le contrôle montrent que l'OPF trouve les consignes de tension optimales pour permettre la meilleure minimisation possible de la fonction objectif et ce, en tenant compte des valeurs shunts discrètes utilisées.

Suite aux validations effectuées, il est possible de conclure que des bonnes valeurs sont effectivement trouvées à l'aide de la fonction de discrétisation programmée. Cependant, d'après la Figure 4.23, il peut arriver que des meilleures combinaisons de valeurs shunts discrètes que celles trouvées par la fonction de discrétisation programmée puissent améliorer encore un peu la minimisation de la fonction objectif. D'où l'utilité des barres de génération utilisées dans le contrôle pour compléter la correction de la déviation de tension sur les nœuds pilotes. Par contre, il est à noter que même ainsi, les valeurs shunts discrètes trouvées permettent de limiter davantage l'utilisation des générateurs. Par ailleurs, au niveau des consignes de tension sur les générateurs, les OPF trouvent effectivement les bonnes valeurs pour minimiser le plus possible les fonctions objectif concernées. Enfin, à partir des résultats obtenus pour les deux réseaux complets mis à l'essai, il est possible de conclure que les OPF trouvent des bonnes valeurs pour les éléments de contrôle pour les cas validés dans cette section. Il est à noter aussi que des validations similaires ont été effectuées pour les OPF d'une zone pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds et pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds lorsque des OPF locaux sont utilisés dans le contrôle. Par ailleurs, ces validations ont permis d'arriver aux mêmes conclusions pour ces simulations aussi. Par extension, les bons résultats obtenus pour les autres zones de ces réseaux et dans les autres cas simulés dans les

sections 4.4.2 et 4.4.3 permettent de déduire que les OPF ont réussi à trouver des bonnes valeurs pour les éléments de contrôle employés.

4.5 Discussion

Les résultats obtenus avec le contrôle avec des OPF permettent de conclure que ce type de contrôle peut être utilisé pour la régulation de tensions sur des nœuds pilotes dans un RSCT simplifié, pourvu que les nœuds pilotes soient suffisamment représentatifs. Cependant, les OPF utilisés dans la présente recherche ne permettent que la minimisation de la déviation de tension sur les nœuds pilotes. Or, si des bonnes valeurs shunts discrètes sont utilisées, l'utilisation des barres de génération peut être davantage limitée, limitant ainsi indirectement les déviations de tension sur les barres de génération ainsi que les déviations de puissance réactive sur ces barres. De plus, dans les contrôles utilisés, les plages de valeurs réactives sur les shunts utilisés permettent de prendre en compte les contraintes sur les puissances réactives sur les shunts.

Les simulations présentées dans les sous-sections 4.4.2 et 4.4.3 montrent que les shunts aident à minimiser l'utilisation des générateurs lors du contrôle. Or, les puissances réactives ajoutées étant des valeurs discrètes et non les valeurs exactes nécessaires, les générateurs doivent malgré tout faire des ajustements à leurs consignes de tension pour bien corriger les tensions sur les nœuds pilotes. Or, même ainsi, les ajustements effectués sont minimes. Par ailleurs, l'ajout de plusieurs nœuds pilotes dans une même zone permet d'améliorer un peu plus la représentabilité des profils de tension de chaque zone. Par contre, si ces barres pilotes ne sont pas bien choisies, les barres de charge perturbées peuvent difficilement être bien représentées et ne voient pas leurs tensions être ajustées correctement. C'est d'ailleurs ce qui explique le peu de correction des tensions sur les barres perturbées du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. En effet, malgré la bonne régulation sur les tensions des nœuds pilotes, celle faite sur les barres de charge perturbées n'a pas été satisfaisante pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Or, ceci pourrait être attribuable aux barres pilotes utilisées pour ce

réseau. En fait, pour les cas où un nœud pilote est utilisé par zone, la quantité de nœuds pilotes n'est pas suffisante pour couvrir les zones contrôlées.

Également, quelques problèmes pratiques ont été observés durant les simulations avec des OPF. En effet, il a été noté que les tensions sur les nœuds pilotes sont plus facilement maintenues lorsque les OPF sont exécutés pour tout le réseau électrique et non pour une seule partie du réseau. En fait, plus particulièrement pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds, lorsque des OPF sont exécutés pour leurs zones respectives seulement, les tensions sont plus difficilement maintenues aux valeurs désirées et ce, même avec les puissances réactives et actives considérées sur les branches par les OPF. Ce phénomène est causé par la non-considération de facteurs externes comme les tensions ou les puissances sur les barres des autres zones ou encore par un découplage insuffisant des zones obtenues lors de la division du réseau. Ces facteurs sont à l'origine des mauvaises valeurs calculées pour les éléments de contrôle par les OPF durant le contrôle du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds.

Un autre problème pratique relevé est le temps nécessaire pour générer les équations à utiliser pour les OPF. En effet, même pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds, le temps de génération d'équations peut prendre beaucoup de temps selon la programmation faite pour la génération d'équations pour les OPF. Pour un système de contrôle qui doit intervenir à la minute près, le temps de génération des équations peut être trop long. Par contre, une manière de pallier à ce problème serait de générer au préalable des équations suffisamment génériques pour n'avoir qu'à changer les valeurs numériques de tous les termes qui pourraient varier durant la journée. Il suffirait donc de générer une seule fois les équations et de les utiliser jusqu'à un changement structurel majeur du réseau électrique contrôlé. De plus, la fonction générant les équations devrait être exécutée en parallèle du système de contrôle pour ne pas nuire ce dernier.

Enfin, la validation effectuée dans la section 4.4.4 a permis de constater que les valeurs shunts discrètes obtenues lors de l'exécution des OPF permettent d'obtenir une bonne minimisation des fonctions objectif. Cependant, il a été constaté qu'il serait possible

d'obtenir des meilleures combinaisons de valeurs shunts discrètes pour réguler les tensions sur les nœuds pilotes. Or, avec la fonction de discrétisation programmée, il n'est pas nécessairement facile d'obtenir la meilleure combinaison possible. En effet, une discrétisation dépendante d'un seuil choisi arbitrairement par l'utilisateur et effectuée sur tout l'ensemble des valeurs shunts continues déterminées ne peut garantir l'obtention de la meilleure combinaison de valeurs shunts discrètes. Par contre, l'utilisation des barres de génération pour compléter la régulation des nœuds pilotes permettent d'assurer la correction complète de la déviation des tensions sur les nœuds pilotes. Par ailleurs, les simulations effectués dans les sections 4.4.2 et 4.4.3 ont permis de montrer que des bonnes valeurs shunts discrètes sont trouvées et qu'elles permettent de limiter suffisamment l'utilisation des générateurs. Enfin, les tensions à avoir sur les barres de génération calculées par les OPF sont effectivement les bonnes valeurs à avoir pour réguler correctement les tensions sur les barres pilotes.

4.6 Conclusion

En conclusion, le présent chapitre a détaillé la conception derrière un RSCT implémenté à l'aide d'écoulements de puissance optimaux. Également, la mise à l'essai de ce concept a été faite. La théorie concernant les OPF a été montrée avant son utilisation dans les RSCT développés. Il a aussi été noté que les RSCT créés ne tiennent pas compte des puissances réactives générées par les barres de génération ainsi que les changements de tension sur ces barres. Cependant, une bonne utilisation des shunts permet de limiter davantage l'utilisation de ces barres, limitant ainsi indirectement les déviations de puissances réactives et de tension sur les générateurs. Aussi, dans les RSCT développés, les contraintes sur les puissances réactives des shunts sont considérées dans les plages de valeurs réactives sur les shunts imposées dans les contrôles. Enfin, durant les simulations, les RSCT faisant usage d'OPF ont réussi à effectuer une bonne régulation de la tension sur les nœuds pilotes pour tous les cas. Par contre, pour les cas où un OPF local est utilisé comme contrôle dans chaque zone, les tensions sont plus difficilement régulées sur les nœuds pilotes. Ce phénomène est dû au fait que d'autres facteurs externes, non nécessairement tenus compte dans les équations d'OPF,

ne permettent pas aux OPF de trouver les valeurs appropriées pour ajuster correctement les tensions sur les nœuds pilotes.

Aussi, pour tous les cas simulés avec le réseau d'IEEE de 39 nœuds, les barres perturbées ont été suffisamment bien régulées alors que ceci n'a pas été le cas pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Ce problème de régulation pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds est attribuable au manque de représentabilité des nœuds pilotes choisis pour le réseau. Enfin, la validation effectuée a permis de constater que les valeurs calculées par les OPF étaient bonnes, mais que la discrétisation des valeurs shunts ne permettait pas d'obtenir la meilleure combinaison de valeurs shunts pour la régulation des tensions sur les nœuds pilotes. Or, malgré tout, les valeurs shunts discrétisées utilisées normalement sont suffisamment bonnes pour limiter l'utilisation des générateurs. D'ailleurs, les consignes calculées pour ces derniers par les OPF finissent par réguler correctement les tensions sur les barres pilotes. Le prochain chapitre met en application certaines méthodologies utilisées pour la division, la recherche de nœuds pilotes et la commande pour le réseau d'Hydro-Québec.

CHAPITRE 5

RSCT APPLIQUÉ SUR LE RÉSEAU D'HQ

5.1 Introduction

Les chapitres précédents ont détaillé la division, le choix des nœuds pilotes et la commande réalisés sur le réseau d'IEEE de 39 nœuds ainsi que sur le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Dans les sections du présent chapitre, les techniques utilisées pour chaque étape de l'implémentation d'un RSCT sont appliquées dans le réseau électrique d'Hydro-Québec. En effet, la division du réseau avec le SOM et le « Fuzzy C-Means » est tout d'abord montrée. Ensuite, la recherche des nœuds pilotes est effectuée avec la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996). Par après, une commande est implémentée dans le réseau d'Hydro-Québec à l'aide d'un RSCT simple utilisant un OPF pour réguler tout le réseau au complet sans contrôles locaux. Enfin, le chapitre se termine avec une discussion sur les résultats obtenus avec le réseau d'Hydro-Québec.

5.2 Division du réseau d'Hydro-Québec

La division en zones du réseau électrique d'Hydro-Québec a été faite en utilisant le SOM et le « Fuzzy C-Means ». De plus, dans le cadre de la recherche, le réseau a été divisé en cinq zones et en utilisant seulement les données sur les angles de phase des barres numérotées 3XX et 7XX (barres respectivement de 315 kV et de 735 kV). Les divisions obtenues avec les deux sortes d'algorithme de classification sont les suivantes :

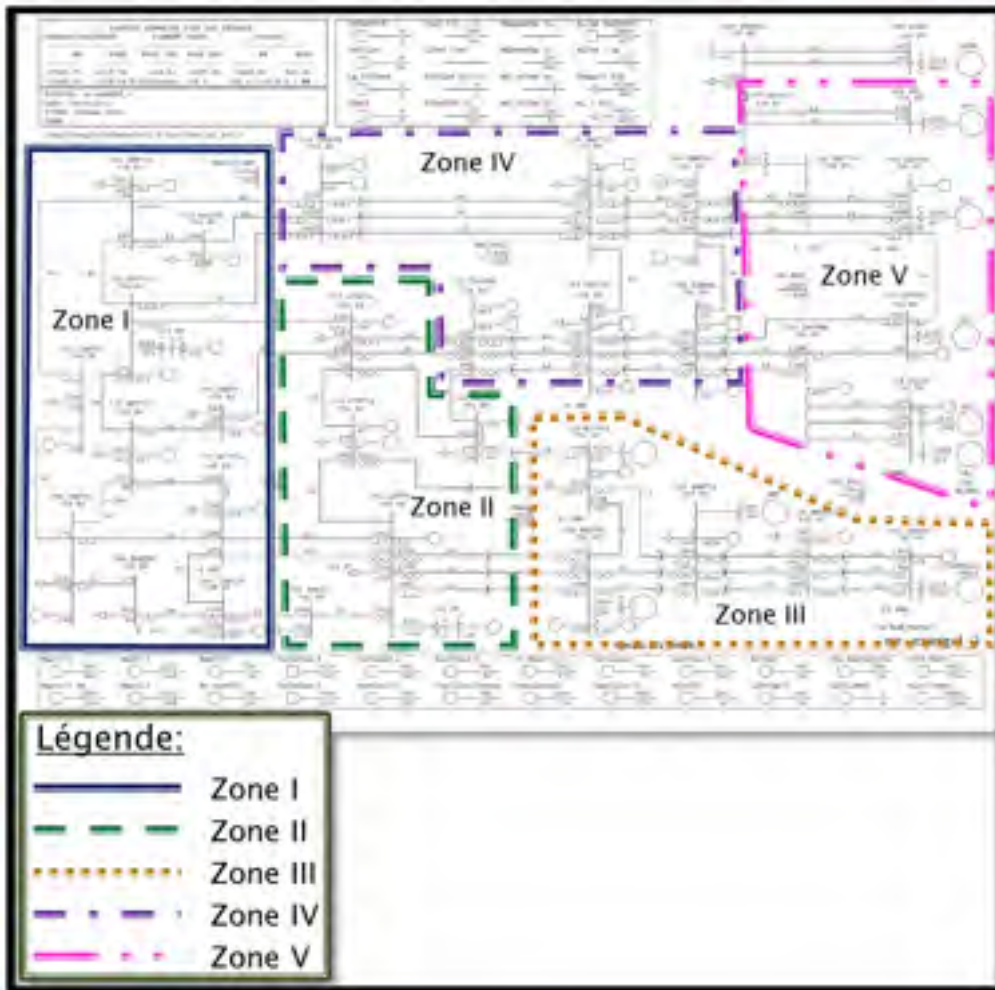


Figure 5.1 Division du réseau électrique d'Hydro-Québec en cinq zones avec le SOM et avec le « Fuzzy C-Means »

La figure précédente illustre bien que les divisions obtenues sont cohérentes. En effet, toutes les barres à l'intérieur de chaque zone sont connectées et il n'y a aucune barre isolée dans chacune des zones. Par ailleurs, les barres choisies dans chaque zone sont listées dans l'Annexe III. Il est important de noter que certaines barres numérotées 3XX n'ont pas été considérées dans la division du réseau électrique. En effet, leurs variations au niveau des angles de phase sont trop différentes comparées aux autres. Ceci forçait par conséquent les algorithmes de classification à les classer dans une zone à part alors que ces barres « uniques » n'étaient pas nombreuses. De plus, ceci faisait en sorte que des barres normalement suffisamment non similaires étaient classifiées dans une même zone. Les barres

non tenues compte dans les divisions illustrées dans la Figure 5.1 sont les barres numérotées #349, #365, #366 et #367. Enfin, en n'excluant pas ces barres, les zones obtenues étaient incohérentes.

Il est à noter qu'une fois encore, les données sur les barres numérotées 3XX et 7XX ont été fournies à l'auteur du présent mémoire à l'exception de la barre #700. Par ailleurs, cette barre n'a pas été considérée dans la division du réseau d'Hydro-Québec. Les perturbations aléatoires simulées, du point de vue des générateurs, avec le logiciel ST600 pour obtenir ces données sont les suivantes :

Tableau 5.1 Perturbations simulées pour le réseau d'Hydro-Québec

Série de perturbations #	Sur la barre #	Puissance réactive ajoutée	Description	Appliquée après
1	701	-300 MVAR	Inductance ajoutée	30 cycles
	755	-360 MVAR	Inductance ajoutée	1260 cycles
2	730	-300 MVAR	Inductance ajoutée	30 cycles
	704	-360 MVAR	Inductance ajoutée	1260 cycles
3	708	-300 MVAR	Inductance ajoutée	30 cycles
	703	-360 MVAR	Inductance ajoutée	1260 cycles
4	724	-300 MVAR	Inductance ajoutée	30 cycles
	715	-360 MVAR	Inductance ajoutée	1260 cycles
5	783	-300 MVAR	Inductance ajoutée	30 cycles
	770	-360 MVAR	Inductance ajoutée	1260 cycles
6	709	-300 MVAR	Inductance ajoutée	30 cycles
	437	-360 MVAR	Inductance ajoutée	1260 cycles
7	720	-300 MVAR	Inductance ajoutée	30 cycles
	702	-360 MVAR	Inductance ajoutée	1260 cycles

Le Tableau 5.2 montre la répétabilité obtenue pour le réseau d'Hydro-Québec avec les algorithmes de classification « Fuzzy C-Means » et SOM :

Tableau 5.2 Répétabilité des méthodologies de division quand chacune est répétée 30 fois pour le réseau d'Hydro-Québec

Méthodologie	Réseau d'Hydro-Québec
	Division de la Figure 5.1 obtenue
Fuzzy C-Means	14/30
SOM	28/30

Le Tableau 5.2 montre que le SOM donne une meilleure répétabilité que le « Fuzzy C-Means », comme constaté dans la section 2.4. De plus, les divisions obtenues dans la Figure 5.1 sont celles qui sont choisies le plus souvent par le SOM. Par conséquent, il est possible de conclure que ces divisions sont bonnes pour le réseau d'Hydro-Québec. Enfin, les divisions obtenues ressemblent un peu à celles présentement utilisées par Hydro-Québec.

5.3 Nœuds pilotes choisis pour le réseau d'Hydro-Québec

Les nœuds pilotes du réseau d'Hydro-Québec ont été choisis en utilisant la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996). Par contre, pour le réseau d'Hydro-Québec, quelques changements ont été effectués dans le réseau et dans le processus de recherche. Dans le fichier « common format » du réseau d'Hydro-Québec fourni à l'auteur du présent mémoire, le réseau comprenait originalement la partie en courant continu. Or, cette partie est isolée et n'est pas connectée directement à la partie en courant alternatif. En fait, la partie en courant continu sert seulement à transporter l'énergie électrique d'un poste situé près de la centrale La Grande-2-A vers les États-Unis selon le document d'Hydro-Québec (2010). Par conséquent, la partie en courant continu a été retirée puisqu'elle ne fait pas partie du réseau principal en courant alternatif. Également, dans le réseau d'Hydro-Québec, toutes les barres numérotées 3XX et 7XX sont considérées comme

des barres de charge, à l'exception de la barre #700 qui est considérée comme une barre d'équilibre. Le fichier « common format » fourni a été modifié pour tenir compte de ces modifications.

Un changement a aussi été fait dans le processus de recherche de nœuds pilotes pour le réseau d'Hydro-Québec. En effet, il a été demandé de placer les barres pilotes seulement sur les barres numérotées 7XX. Cependant, pour accélérer le processus de recherche, il était possible de chercher aussi les nœuds pilotes parmi les barres numérotées 3XX. Concrètement, dans l'algorithme de recherche de nœuds pilotes, même si toutes les données du réseau électrique sont prises en compte (comme entre autres la matrice Jacobienne réduite), la recherche s'effectue seulement parmi les barres numérotées 3XX et 7XX; toutes les autres barres ne sont pas considérées. En fait, si une barre numérotée 3XX est choisie, il suffit de prendre la barre numérotée 7XX associée à cette barre comme nœud pilote. Également, un seul nœud pilote est cherché pour chaque zone.

Pour la recherche des barres pilotes, elle a été effectuée dans tout le réseau électrique complet à la fois. En effet, ayant créé les zones en utilisant seulement quelques barres du réseau électrique, il n'était pas possible d'associer les autres barres à une zone. Par conséquent, la méthode dans laquelle la recherche de nœuds pilotes s'effectue en prenant tout le réseau complet est faite (voir section 3.4). En gros, cette méthode de recherche consiste à chercher un certain nombre de nœud pilotes dans tout le réseau électrique. Dans l'ensemble de nœuds pilotes choisis, selon le nombre de nœuds pilotes désiré et pour les zones qui n'en ont pas encore suffisamment, ceux qui n'ont pas encore été choisis pour l'ensemble des zones sont gardés et les autres sont rejetés. Ce processus est fait en itérations en augmentant le nombre de nœuds pilotes à chaque itération. En tenant compte des changements mentionnés précédemment, les nœuds pilotes suivants ont été choisis comme nœuds pilotes pour le réseau d'Hydro-Québec pour chaque zone :

Tableau 5.3 Nœuds pilotes trouvés pour le réseau d'Hydro-Québec

Zone	Nœud pilote
Zone I	#755
Zone II	#718
Zone III	#709
Zone IV	#313 → #713
Zone V	#724

D'après le tableau précédent, seule la zone IV s'est vu attribuée une barre numérotée 3XX comme nœud pilote. Selon le fichier « common format » du réseau d'Hydro-Québec, la barre #313 est directement connectée à la barre #713. Par conséquent, la barre #713 est considérée comme la barre pilote de la zone IV. La Figure 5.2 montre la localisation des barres pilotes dans le réseau d'Hydro-Québec :



Figure 5.2 Nœuds pilotes choisis pour le réseau d'Hydro-Québec

Il est possible de réaliser que certains nœuds pilotes sont localisés aux frontières des zones. Comme expliqué dans le chapitre 3, ceci est dû au fait que l'algorithme employé dans la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) accorde probablement plus d'importance à la contrôlabilité qu'à la représentabilité des nœuds pilotes.

5.4 Contrôle obtenu sur le réseau d'Hydro-Québec

Pour le contrôle effectué sur le réseau d'Hydro-Québec, le réseau tel que modifié dans la section précédente a été utilisé. Cette version du réseau d'Hydro-Québec comprend 776 barres et ne comprend pas la partie en courant continu. Parmi les barres numérotées 7XX, dix d'entre elles ont été choisies comme ayant des barres shunts. Dans le but de simplifier les simulations, il a été décidé d'assumer que les barres numérotées 7XX choisies comprennent également des bancs de condensateurs et que ces derniers peuvent varier de la même manière que les inductances. Aussi, les multiplicateurs de Lagrange des OPF sont initialisés à des valeurs nulles pour éviter que les écoulements divergent. Également, un seuil de 0,6 est utilisé pour la fonction de discrétisation décrite dans la section 4.3.4. Le tableau suivant détaille les barres choisies et les variations discrètes possibles :

Tableau 5.4 Barres choisies comme ayant des shunts pour le réseau d'Hydro-Québec

Barre	Valeur discrète (pu)	Plage des valeurs possibles (pu)
#705	2,475	-9,9 à 9,9
#706	2,75	-8,25 à 8,25
#707	1,65	-1,65 à 1,65
#708	1,65	-1,65 à 1,65
#710	2,475	-9,9 à 9,9
#717	2,475	-9,9 à 9,9
#722	2,475	-4,95 à 4,95
#723	2,2	-6,6 à 6,6
#780	3,3	-13,2 à 13,2
#783	2,475	-9,9 à 9,9

La Figure 5.3 montre la localisation des barres choisies comme ayant des shunts dans le réseau d'Hydro-Québec alors que les paramètres de l'étude effectuée sont détaillés dans les Tableaux 5.5 et 5.6 :



Figure 5.3 Localisation des shunts dans le réseau d'Hydro-Québec

Tableau 5.5 Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau d'Hydro-Québec

Zones	Nœuds pilotes	Barres ayant des shunts	Tensions à maintenir (pu)
Zone I	#755	[707, 708]	1,0053
Zone II	#718	[717]	0,9974
Zone III	#709	[705, 706, 710]	1,0004
Zone IV	#713	[780, 783]	1,0006
Zone V	#724	[722, 723]	0,9983

Tableau 5.6 Perturbations effectuées dans le réseau d'Hydro-Québec

Zones	Barre perturbée	Puissance ajoutée	Appliquée après
Zone I	#755	+800 MVAR et +300 MW	180 s
Zone II	#718	+800 MVAR et +300 MW	180 s
Zone III	#709	+800 MVAR et +300 MW	180 s
Zone IV	#713	+800 MVAR et +300 MW	180 s
Zone V	#724	+800 MVAR et +300 MW	180 s

D'après le Tableau 5.6, les perturbations consistent en l'ajout de +800 MVAR et de +300 MW sur ces barres à 180 s de temps de simulation. Ces perturbations sont maintenues jusqu'à la fin de la simulation. Les tensions sur les générateurs ont été initiées aux valeurs spécifiées dans le fichier « common format » utilisé pour le réseau d'Hydro-Québec.

Le contrôle créé pour le réseau d'Hydro-Québec ne fait pas usage de barres de génération. En fait, il a été réalisé qu'il était difficile de générer des équations d'OPF permettant la régulation des nœuds pilotes à l'aide de barres de génération seulement. En effet, les ensembles de barres de génération choisies pour la régulation ne permettaient pas à l'OPF de trouver une solution. Ceci pourrait être attribuable au fait que les nœuds pilotes sont localisés relativement loin des barres de génération pour permettre leur régulation. La génération d'équations d'OPF étant très longue pour le réseau d'Hydro-Québec, il a plutôt été décidé d'utiliser seulement les shunts pour le contrôle du réseau. Par ailleurs, les shunts sont localisés proches des barres pilotes.

En utilisant seulement les shunts comme éléments de contrôle, le contrôle est effectué en utilisant l'architecture du RSCT simple avec un OPF et en considérant le réseau complet comme une seule zone. Il est à noter aussi qu'aucun ajustement n'est effectué au niveau des transformateurs et au niveau des barres de génération selon les limites en puissance réactive pour ces dernières lors des simulations. En fait, la fonction permettant l'ajustement de ces

éléments est désactivée dans le programme « nr » utilisé pour simuler les réseaux électriques en régime permanent à partir d'écoulements de puissance (voir l'Annexe V). Ces ajustements automatisés ne sont pas étudiés dans la présente recherche.

Comme il a été le cas dans les sections 4.4.2 et 4.4.3, il est à noter que pour tous les graphiques illustrés dans cette section, les points indiquent les valeurs relevées lors des simulations et les courbes tracées ne montrent qu'à titre indicatif l'allure de la variation des valeurs. Ces courbes permettent de distinguer plus facilement la variation des valeurs relevées dans un même graphique. Les Figures 5.4 et 5.5 illustrent les résultats obtenus :

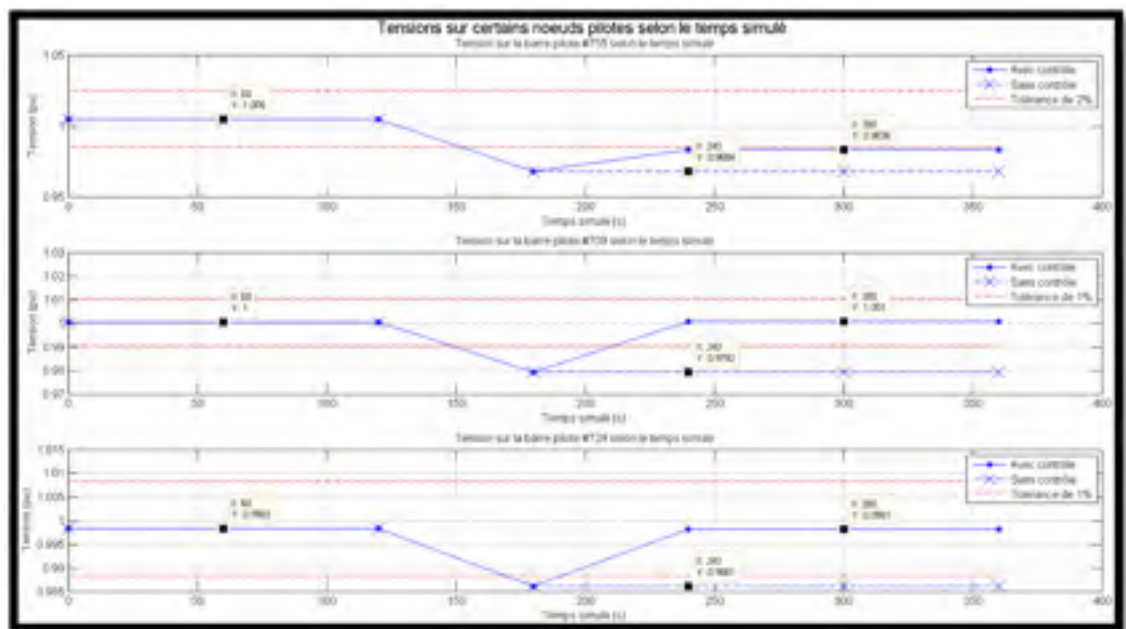


Figure 5.4 Tensions sur certains nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions

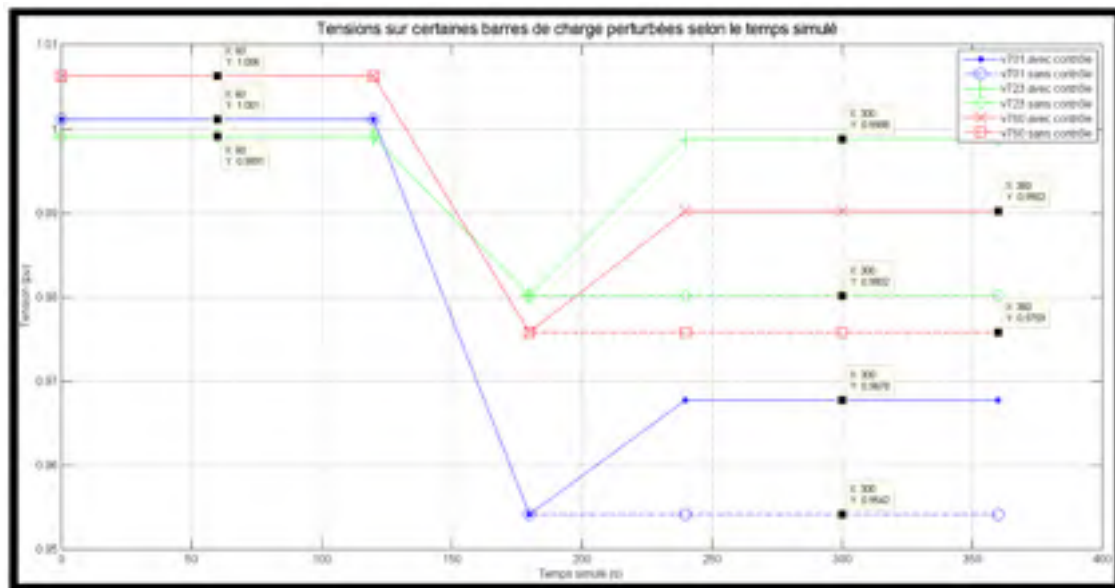


Figure 5.5 Tensions sur certaines barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions

Durant la simulation, il a été observé que les perturbations effectuées dans le réseau électrique ont été détectées un peu par l'ensemble des barres pilotes sauf pour la barre pilote #713 qui a vu sa tension rester pratiquement inchangée malgré les perturbations. De toutes les barres pilotes, la barre #755 est celle qui a été la plus affectée par les perturbations effectuées. En utilisant seulement des valeurs shunts discrètes, les tensions sur les barres pilotes sont régulées suffisamment bien. En effet, après l'application des shunts, les tensions sur les barres pilotes reviennent à des valeurs proches à celles qui étaient initialement sur ces barres. De plus, pour la majorité des nœuds pilotes, les tensions obtenues après la régulation sont à l'intérieur d'une tolérance de 1% à l'exception de la barre #755; la nouvelle tension est plutôt à la limite d'une tolérance de 2%. Par contre, cette tolérance est toujours acceptable pour le réseau d'Hydro-Québec.

Au niveau des barres perturbées, il a été possible d'observer qu'elles ont toutes vu leurs tensions être améliorées avec le contrôle créé comparativement au cas sans contrôle. Pour la plupart des barres perturbées, une bonne correction a été effectuée sur leurs tensions perturbées. Pour la barre #714, il a été possible de noter que la perturbation effectuée n'a pas

trop affectée sa tension lorsque le contrôle n'est pas appliqué. En effet, la tension a dévié de moins de 1%. Par ailleurs, même la barre pilote #713 située à proximité n'a pas vu sa tension dévier vraiment sans l'application du contrôle. En fait, la zone représentée par ce nœud pilote démontre une bonne résistance aux perturbations simulées. Le fait que la barre pilote n'a pas besoin d'une grande correction fait en sorte que la tension sur la barre perturbée #714 se retrouve à être peu corrigée. Au niveau de la barre perturbée #701, les valeurs shunts discrètes utilisées pour corriger la barre pilote #755 fait en sorte que la tension sur la barre perturbée soit peu régulée. Malgré tout, la tension corrigée obtenue est à la limite d'une tolérance de 3%, ce qui peut être acceptable pour le réseau d'Hydro-Québec. À partir des corrections obtenues, il est possible de conclure que les barres pilotes représentent bien les barres perturbées. En effet, les corrections résultantes sur les tensions des barres perturbées sont à l'intérieur ou à la limite d'une tolérance de 3%.

Les Figures 5.6 et 5.7 montrent l'évolution des valeurs shunts discrétisées désirées :

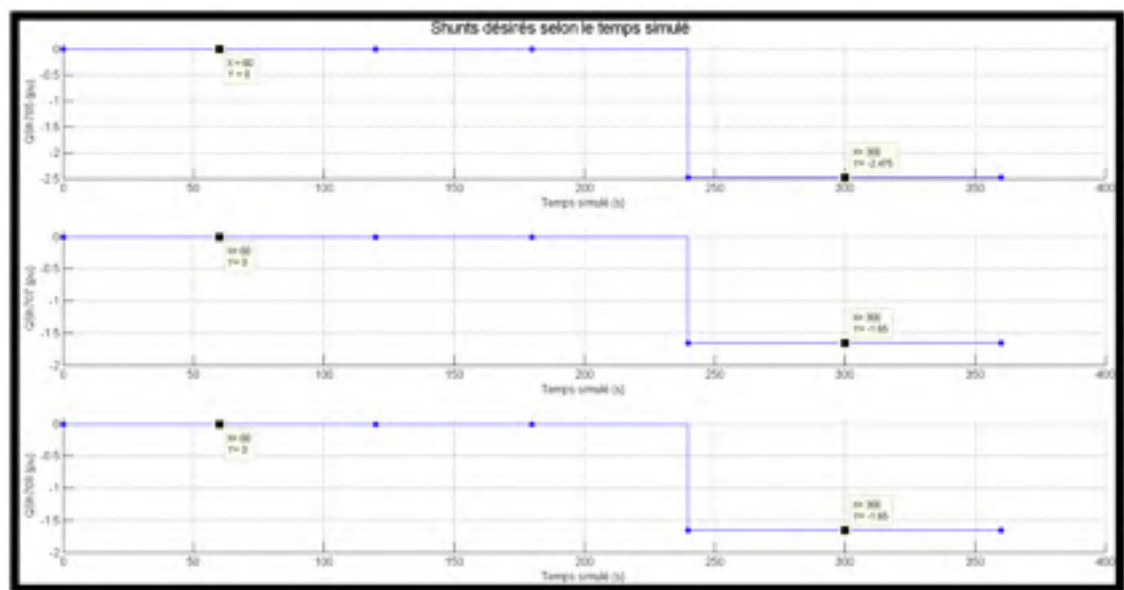


Figure 5.6 Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions

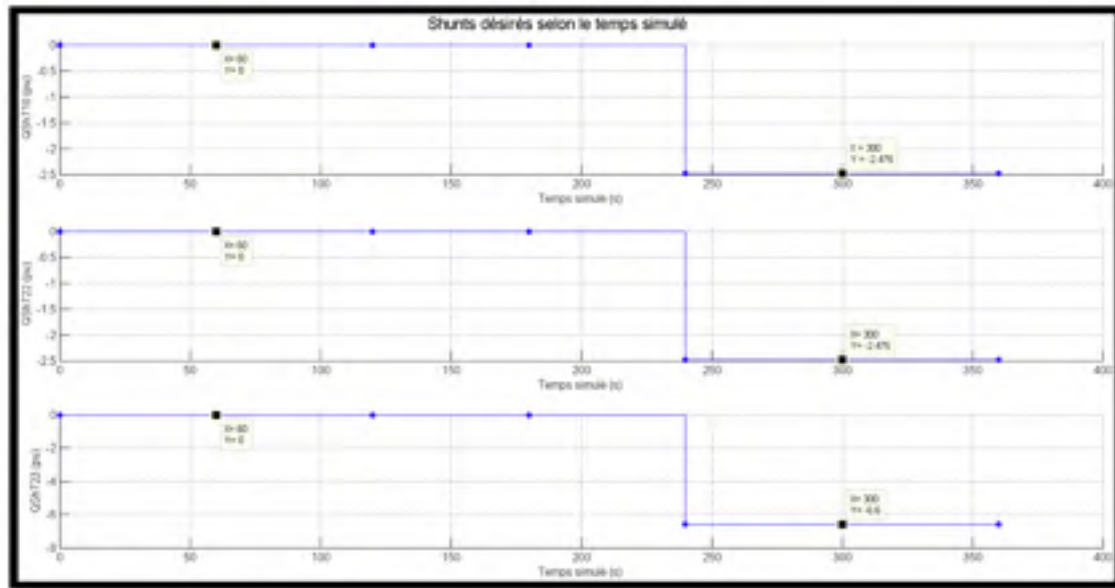


Figure 5.7 Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec sans divisions (suite)

Il est à noter que les valeurs shunts sur les barres #706, #717, #780 et #783 (non-illustrées) ont été maintenues nulles tout au long de la simulation. Les Figures 5.6 et 5.7 montrent que les shunts sont activés seulement à la suite de l'application des perturbations comme attendu. Enfin, les figures montrent également que chaque shunt a pris la valeur discrète qui lui était possible de prendre selon le Tableau 5.4.

5.5 Validation des résultats

La même technique est effectuée dans cette section que dans la section 4.4.4 pour valider les calculs effectués par les OPF pour le réseau d'Hydro-Québec. Les mêmes perturbations réalisées dans la section 5.4 sont faites pour la validation. Pour limiter le nombre de figures, seulement la validation pour la barre #705 est illustrée. Les Figures 5.8 et 5.9 montrent les minimisations obtenues avec la variation des valeurs shunts continues et discrètes :

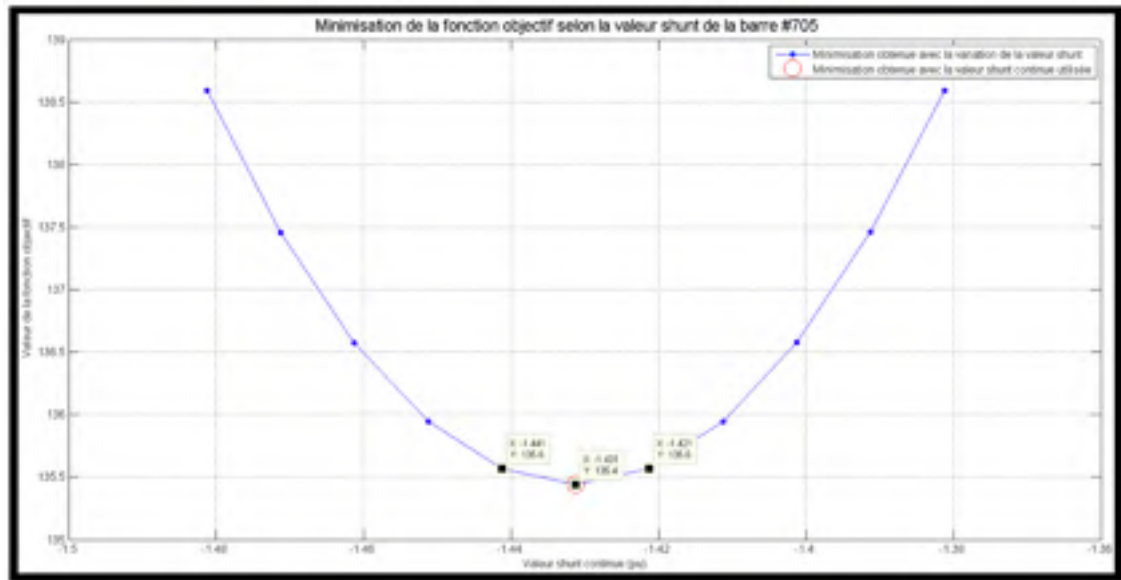


Figure 5.8 Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt continue de la barre #705 dans le réseau d'Hydro-Québec

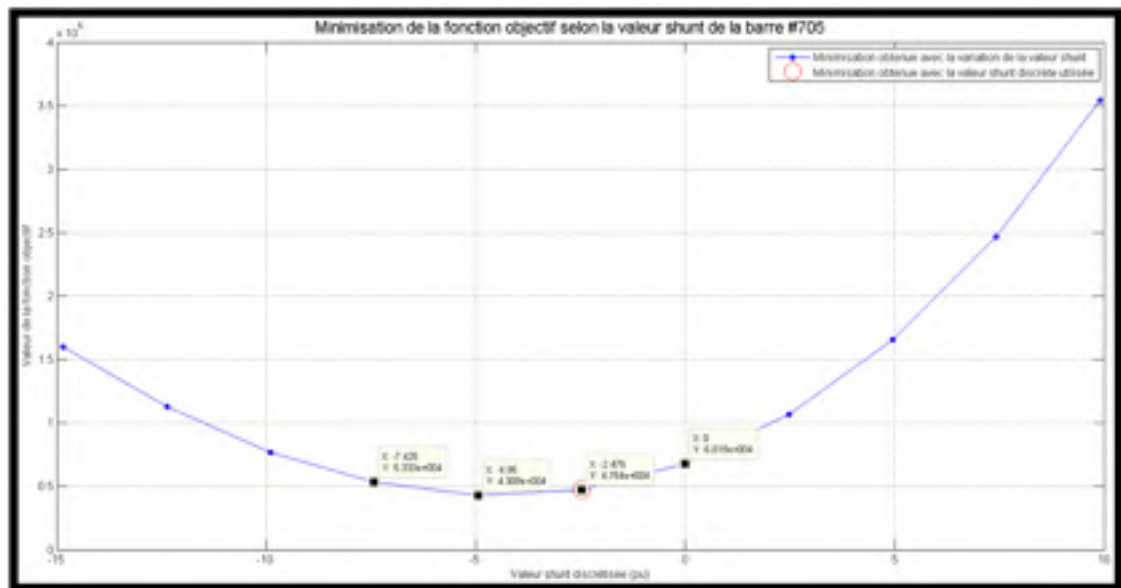


Figure 5.9 Minimisation de la fonction objectif selon la valeur shunt discrétisée de la barre #705 dans le réseau d'Hydro-Québec

La fonction objectif utilisée pour tracer les courbes des Figures 5.8 et 5.9 est indiquée dans l'équation (5.1) :

$$F = 10^8 \cdot \sum_{n=1}^5 (V_{p_n} - V_{ref_n})^2 + \sum_{n=1}^{10} (B_{sh_n})^2 \quad (5.1)$$

où les cinq nœuds pilotes et les dix barres de charge ayant des shunts sont ceux indiqués dans la section 5.4. Le Tableau 5.7 montre les valeurs shunts continues que trouve l'OPF normalement pour maintenir les tensions sur les nœuds pilotes ainsi que la discrétisation de ces valeurs:

Tableau 5.7 Valeurs shunts trouvées normalement pour le réseau d'Hydro-Québec

Barre ayant des shunts	Valeur shunt continue (pu)	Valeur shunt discrète (pu)
Barre #705	-1,4313	-2,475
Barre #706	1,1509	0
Barre #707	-6,4313	-1,65
Barre #708	-5,7699	-1,65
Barre #710	-2,5086	-2,475
Barre #717	0,7166	0
Barre #722	-2,522	-2,475
Barre #723	-6,626	-6,6
Barre #780	-0,8595	0
Barre #783	-0,5085	0

Dans les Figures 5.8 et 5.9, les minimisations obtenues avec les valeurs shunts discrètes et continues qui sont trouvées et utilisées dans le contrôle sont indiquées avec un cercle rouge. Selon que la valeur shunt déterminée est continue ou discrète, 0,01 pu ou des pas discrets ont été ajoutés ou soustraits tout en gardant les autres valeurs shunts inchangées. Ceci permet de mieux évaluer l'effet du changement de valeur sur une barre ayant des shunts.

En analysant la Figure 5.8, il est possible de constater que la valeur shunt continue trouvée pour la barre #705 permet de minimiser la fonction objectif comme attendue. Ceci est également le cas pour toutes les autres barres ayant des shunts qui ont été utilisées pour le

contrôle. Par contre, les valeurs shunts discrètes trouvées normalement ne sont pas nécessairement celles qui permettent de minimiser le plus possible la fonction objectif. Ceci est d'ailleurs observable pour la barre #705 dans la Figure 5.9. En effet, dans cette figure, avec des valeurs discrètes, une minimisation plus optimale pourrait être obtenue lorsque la valeur shunt discrète de la barre #705 est de -4,95 p.u. Par ailleurs, pour la majorité des autres barres ayant des shunts, une meilleure optimisation de la fonction objectif peut être obtenue aussi en utilisant une autre valeur discrète que celle utilisée normalement. Or, comme expliqué dans la section 4.5, il est normal que les valeurs shunts discrètes déterminées ne soient pas nécessairement celles qui donnent la meilleure optimisation possible avec des valeurs discrètes. En effet, comme toutes les valeurs shunts sont discrétisées en même temps, ceci ne permet pas de garantir que les valeurs shunts discrètes obtenues tiennent compte des surplus ou des manques de puissance réactive engendrés par les valeurs discrètes utilisées dans le contrôle. Par contre, en tenant compte des valeurs discrètes disponibles pour chaque barre ayant des shunts et en tenant compte du seuil de 0,6, les valeurs discrètes obtenues à partir de la fonction de discrétisation programmée sont celles qui doivent être obtenues avec les contraintes imposées.

5.6 Discussion

Les simulations effectuées dans ce chapitre montrent qu'il est possible d'effectuer une régulation de tension sur les nœuds pilotes à l'aide du RSCT simple développé sur le réseau d'Hydro-Québec. Or, au niveau du RSCT simple, il est à noter que les mêmes problèmes observés précédemment dans les simulations faites avec les réseaux tests d'IEEE sont toujours présents avec celles réalisées avec le réseau d'Hydro-Québec. Également, il a été noté que la génération des équations est particulièrement longue avec le réseau d'Hydro-Québec. La validation effectuée dans la section 5.4 démontre que les OPF trouvent les meilleures valeurs continues pour les shunts. Or, malgré que la fonction de discrétisation donne les bonnes valeurs avec les contraintes imposées, ces valeurs ne permettent pas d'obtenir la meilleure minimisation possible avec des valeurs shunts discrètes pour la fonction objectif utilisée.

Au niveau de la division du réseau électrique, la méthode développée dans le chapitre 2 donne une bonne partition du réseau. D'ailleurs, encore une fois, le SOM donne une meilleure répétabilité qu'avec le « Fuzzy C-Means ». Enfin, les nœuds pilotes trouvés avec la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) sont représentatifs des barres perturbées dans chaque zone selon les résultats obtenus avec les simulations des RSCT simples. Cependant, il est à noter que dans le cas du réseau d'Hydro-Québec, il aurait été plus judicieux de trouver davantage de nœuds pilotes pour chaque zone pour assurer une meilleure représentabilité des profils de tension des zones. Aussi, la limitation des nœuds pilotes aux barres numérotées 3XX et 7XX a nuit à la recherche de barres pilotes plus représentatives.

Il a aussi été noté durant les simulations que le temps d'exécution d'un OPF est plus long avec un réseau de grandes dimensions. En effet, même en réduisant significativement le nombre d'itérations à effectuer durant l'exécution des OPF, le contrôle peut prendre jusqu'à presque cinq minutes pour effectuer tous les calculs nécessaires. Ceci est beaucoup trop long lorsque le RSCT doit être exécuté à chaque minute. Le RSCT par OPF présente donc un inconvénient pratique de plus lorsqu'il est appliqué sur un réseau électrique de grande envergure. Enfin, avec les barres pilotes choisies dans le cas présent, il a été réalisé qu'il est difficile de choisir un ensemble de barres de génération qui puisse corriger les déviations de tension sur ces barres pilotes. En effet, les barres de génération étant situées relativement loin des barres pilotes, il est plus difficile de déterminer quelles barres de génération peuvent réguler les tensions sur les nœuds pilotes.

5.7 Conclusion

En conclusion, le présent chapitre a présenté l'application de certaines méthodologies pour chaque étape de la conception d'un RSCT sur le réseau d'Hydro-Québec. Les résultats obtenus pour chaque étape montrent qu'il est possible d'utiliser les méthodes analysées dans ce mémoire sur le réseau d'Hydro-Québec sans trop de problèmes. Cependant, dans le cadre de la recherche, certaines modifications ont été faites aux techniques utilisées dans le but de

simplifier et d'accélérer les simulations. Malgré ces adaptations, le principe de chaque technique est fonctionnel pour un réseau électrique de grandes dimensions. Enfin, la simulation d'un RSCT simple a permis de relever d'autres inconvénients du contrôle avec des OPF. En effet, selon la complexité du réseau électrique, il peut être difficile de déterminer les générateurs qui pourraient être appelés à participer davantage dans la correction des tensions sur les nœuds pilotes par les OPF. De plus, le temps d'exécution des OPF est beaucoup plus long lorsqu'un réseau électrique de grandes dimensions est traité. Ceci peut compromettre le bon fonctionnement d'un RSCT dans une vraie application. Le prochain chapitre présente une discussion sur l'ensemble des méthodes mises à l'essai dans ce mémoire pour chaque étape de l'implémentation d'un RSCT.

CHAPITRE 6

DISCUSSION SUR LE CONTRÔLE PROPOSÉ

6.1 Introduction

Le sixième chapitre présente une discussion sur le contrôle proposé. En fait, une analyse sur le contrôle proposé et sur les différentes méthodologies pour chaque aspect de son implémentation est exposée dans ce chapitre. En effet, chaque méthodologie analysée dans ce mémoire a présenté des points positifs et négatifs qui sont importants à souligner si une implémentation concrète est considérée avec ces méthodes.

6.2 Analyse du contrôle proposé et des méthodologies

Dans l'ensemble des RSCT comprenant des contrôles locaux, il a pu être observé qu'il était un peu plus difficile de réguler les tensions aux valeurs désirées sur les nœuds pilotes. En effet, même en considérant les puissances actives et réactives sur les branches, les OPF n'arrivent pas à trouver les valeurs qui permettent de corriger complètement les déviations de tensions. Il est à noter qu'en ne tenant pas compte de ces puissances, les tensions étaient empirées sur les nœuds pilotes. En théorie, les zones créées à l'aide du « Fuzzy C-Means » ou du SOM devaient être isolées et indépendantes entre elles au niveau des interactions. Or, le fait qu'il faut malgré tout tenir compte des puissances pour améliorer la tension sur les barres pilotes démontre que les zones trouvées ne sont pas complètement isolées. Malgré tout, il faut noter qu'en pratique, il est très difficile de trouver des zones complètement isolées au niveau des interactions. Il est à souligner que lors des simulations effectuées pour le contrôle, seul le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds a obtenu des zones non-suffisamment indépendantes. En fait, les interactions entre les zones ont causé plus de problèmes pour ce réseau que pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds lorsque des contrôles locaux ont été mis à l'essai. Enfin, malgré tout, les techniques de division d'un réseau électrique à l'aide du « Fuzzy C-Means » et du SOM se sont relevées simples et suffisamment satisfaisantes. En effet, les divisions obtenues possèdent toutes des barres

connectées entre elles; les divisions trouvées sont cohérentes. De plus, la division avec un SOM a été démontrée comme étant robuste au niveau des calculs avec sa bonne répétabilité des résultats.

Les nœuds pilotes trouvés avec la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha *et al.* (1996) ont bien représenté les différents profils de tension des zones trouvées pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds. Cependant, ceci n'a pas été le cas pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. En effet, dans les simulations effectuées pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds, il a été constaté que les tensions sur les barres de charge perturbées ne sont pas améliorées davantage lorsque les tensions sur les nœuds pilotes sont régulées. Ceci est dû au manque de représentabilité des nœuds pilotes choisis pour ce réseau. Par contre, la représentabilité des nœuds pilotes trouvés pourrait être améliorée en cherchant davantage de nœuds pilotes par zone. En effet, pour un réseau électrique, plus de nœuds pilotes sont cherchés, plus ils sont généralement éparpillés dans chaque zone. Or, comme il peut être constaté pour la zone II du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds dans la Figure 3.4, cette méthodologie ne garantit pas nécessairement l'éparpillement des nœuds pilotes dans chaque zone.

L'architecture du RSCT avec des OPF mise à l'essai a permis de relever quelques lacunes et problèmes pratiques sur l'implémentation d'un tel système de contrôle. Une architecture simple a été mise à l'essai en utilisant des OPF dans des blocs de coordination (voir Figure 4.2). Pour les deux réseaux d'IEEE, les simulations effectuées ont été divisées en deux sortes : un RSCT simple avec un réseau non-divisé (une zone) et un RSCT simple avec un réseau divisé (avec contrôles locaux indépendants). Les RSCT simples avec un réseau non-divisé ont généralement mieux performé que lorsque le réseau électrique était divisé en plusieurs zones. En effet, les tensions sont mieux régulées lorsqu'un contrôle global s'occupe de tout le réseau électrique. Dans le cas où le réseau est divisé, les contrôles locaux situés dans chaque zone ont régulé un peu plus difficilement les tensions sur les nœuds pilotes. Or, dans ce cas, le problème est plus dû au manque d'informations sur les zones avoisinantes. Effectivement, il s'est avéré que les mesures prises sur les puissances actives et réactives sur

les branches n'étaient pas tout le temps suffisantes pour assurer une bonne régulation des tensions sur les nœuds pilotes selon le réseau étudié. Pour le réseau d'Hydro-Québec, seule la structure du RSCT simple sans contrôles locaux a été mise à l'essai en faisant usage seulement des shunts et en discrétisant les valeurs shunts. Le RSCT simple a permis de réguler correctement les tensions sur les nœuds pilotes choisis pour le réseau d'Hydro-Québec. De plus, les barres perturbées ont été suffisamment bien corrigées dans ce réseau, montrant ainsi que les nœuds pilotes sont représentatifs de ces barres.

Lors des simulations des RSCT, il a été remarqué que le temps d'exécution des OPF est plus grand lorsqu'un très grand réseau électrique est traité. En effet, le temps pris peut être plus long que le temps alloué pour exécuter complètement un RSCT. Le Tableau 6.1 compare les différents temps pris pour la réalisation de tous les OPF selon le réseau étudié et selon que ce dernier est divisé en zones ou non :

Tableau 6.1 Temps d'exécution de tous les OPF selon le réseau étudié et selon que ce dernier est divisé ou non

Réseau étudié	Réseau divisé en zones	Temps d'exécution de tous les OPF	Nombre d'itérations par OPF	Suffisamment rapide pour un RSCT
Réseau d'IEEE de 39 nœuds (Figure 4.3)	Non	≈ 7 s	100	Oui
	Oui	≈ 6 s	100	Oui
Réseau d'IEEE de 39 nœuds avec plusieurs nœuds pilotes par zone (Figure-A VI-1)	Oui	≈ 6.5 s	100	Oui
Réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds (Figure 4.4)	Non	≈ 43 s	100	Oui
	Oui	≈ 38 s	100	Oui
Réseau d'Hydro-Québec (Figure 5.3)	Non	≈ 271.5 s	20	Non

Le tableau précédent montre l'incrémementation significative du temps d'exécution des OPF avec l'augmentation de la dimension des réseaux électriques. Par ailleurs, sur l'ordinateur dans lequel les temps d'exécution ont été relevés, les OPF pour le réseau d'Hydro-Québec prennent beaucoup trop de temps pour réaliser convenablement un RSCT. En effet, un RSCT doit normalement intervenir à la minute près.

Les fonctions objectif utilisées dans les OPF, qui s'occupaient juste de la déviation des tensions sur les nœuds pilotes, ont permis de réguler correctement les tensions sur les nœuds pilotes. Malgré que les fonctions objectif traitent directement seulement l'objectif principal de la minimisation de la déviation de tension sur les nœuds pilotes, si des bonnes valeurs shunts sont utilisées dans le contrôle, les déviations de tension et de puissance réactive peuvent être limitées indirectement sur les barres de génération. En fait, l'utilisation des barres de génération est limitée si les valeurs shunts permettent de corriger davantage les tensions sur les barres pilotes. Par ailleurs, dans les contrôles développés, les contraintes sur les puissances réactives des shunts sont prises en compte dans les plages de valeurs imposées. Enfin, les validations effectuées dans les sections 4.4.4 et 5.5 montrent que les OPF calculent effectivement des bonnes valeurs shunts et des bonnes consignes de tension pour corriger les tensions sur les nœuds pilotes. Par contre, d'après les courbes de validation, la discrétisation des valeurs shunts pourrait être encore améliorée de sorte à minimiser encore plus les fonctions objectif utilisées dans les OPF.

6.3 Conclusion

En conclusion, le présent chapitre a permis d'analyser les particularités du contrôle proposé et des méthodologies employées pour chaque aspect de son implémentation. En somme, les méthodes de division d'un réseau électrique à l'aide du « Fuzzy C-Means » et du SOM se sont avérées simples et satisfaisantes, et plus particulièrement pour la technique avec le SOM. Malgré tout, les simulations faites avec les RSCT développés ont démontré que les zones créées avec ces techniques ne sont pas complètement isolées, ce qui est normal en pratique. Quant à la méthodologie de Conejo, de la Fuente et Göransson (1994) et de Sancha

et al. (1996) employée pour la recherche de nœuds pilotes, elle n'a pas permis d'obtenir des nœuds pilotes suffisamment représentatifs des barres de charge dans chaque zone pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Or, l'augmentation du nombre de barres pilotes par zone peut améliorer la représentabilité des barres de charge. Cependant, les barres pilotes déterminées doivent être éparpillées dans la zone, ce qui n'est pas toujours garanti avec la méthodologie. Enfin, l'ensemble des architectures de RSCT simulées permet de conclure qu'il est possible de réguler les tensions sur les nœuds pilotes avec des OPF. Cependant, des nœuds pilotes plus représentatifs doivent être trouvés pour améliorer la régulation sur les barres de charge perturbées du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Aussi, les validations faites pour les OPF montrent que la discrétisation des valeurs shunts pourrait être améliorée. Enfin, les simulations des RSCT utilisant des OPF ont permis de déterminer que les caractéristiques des zones avoisinantes doivent être mieux considérées pour améliorer un peu plus la régulation des tensions sur les nœuds pilotes avec des contrôles locaux.

CONCLUSION

L'objectif principal de la recherche consistait à trouver une façon d'automatiser la régulation de la tension au niveau secondaire dans les réseaux électriques d'Hydro-Québec. Dans ce but, il a été décidé d'utiliser un RSCT pour y parvenir. Il existe au moins trois étapes à suivre pour implémenter un RSCT : la division d'un réseau électrique en zones, la sélection des nœuds pilotes représentatifs pour chaque zone et l'implémentation du contrôle en tant que telle. Le premier chapitre a fait un survol des différentes méthodologies existant pour chaque étape de l'implémentation d'un RSCT. Les trois chapitres suivants ont traité des méthodologies mises à l'essai durant la recherche pour chacune de ces étapes. Le cinquième chapitre a mis à l'essai ces méthodologies pour le RSCT développé pour le réseau d'Hydro-Québec alors que le sixième chapitre a permis de discuter sur l'ensemble de la recherche.

Pour la division d'un réseau électrique, des nouvelles méthodologies ont été développées en utilisant les algorithmes de classification « Fuzzy C-Means » et SOM. Ces méthodologies sont basées sur une méthode qui a été développée dans la littérature. Durant les simulations, il a été réalisé qu'entre les deux nouvelles techniques, celle utilisant le SOM est la méthodologie qui donne la meilleure répétabilité. De plus, les zones trouvées avec les nouvelles méthodologies ont donné de meilleurs résultats qu'avec la méthodologie originale trouvée dans la littérature. Pour la sélection des nœuds pilotes, une méthode de recherche globale a été mise à l'essai en faisant usage d'un algorithme génétique. Suite aux essais, il a été conclu que cette méthode donne généralement des bons résultats. Enfin, des RSCT simplifiés faisant usage d'OPF ont été mis à l'essai. L'utilisation des OPF dans un RSCT ayant été plus difficile que prévue, seul l'objectif de minimisation de déviations de tension sur les nœuds pilotes a été considéré dans les fonctions objectif. Les simulations ont révélé malgré tout que le principe de fonctionnement des architectures faites avec des OPF est bon et que la régulation faite sur les tensions des nœuds pilotes est satisfaisante. La régulation des tensions des barres de charge perturbées ont été satisfaisantes pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds. Cependant, ceci n'a pas été le cas pour les barres perturbées du réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Par contre, l'augmentation de nœuds pilotes dans les zones pourrait

améliorer la représentabilité du profil de tension des zones tant que les nœuds pilotes sont bien répartis à l'intérieur des zones. Finalement, les résultats obtenus avec l'application des méthodologies pour l'implémentation d'un RSCT simple dans le réseau d'Hydro-Québec montrent que le principe de ces techniques fonctionne aussi avec un réseau de grandes dimensions. Cependant, d'autres problèmes pratiques surviennent avec de grands réseaux électriques qui rendent le contrôle moins efficace. En effet, il est plus difficile d'identifier des générateurs permettant de réguler les nœuds pilotes sans créer des divergences avec les OPF utilisés. De plus, le temps d'exécution des OPF est beaucoup plus important avec l'augmentation de la dimension du réseau régulé.

En conclusion, l'ensemble du mémoire montre que le principe du RSCT est valable. Cependant, il n'a pas été possible de mettre à l'essai un RSCT plus complet par manque de temps. Quelques lacunes ont été décelées dans les différentes simulations réalisées. Les principales concernent le manque de représentabilité des nœuds pilotes choisis pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds, les problèmes pratiques d'utilisation des OPF et la simplification de la fonction objectif utilisée pour les OPF. Les principales recommandations consistent à améliorer la recherche des nœuds pilotes et d'utiliser une fonction objectif dans le contrôle tenant compte aussi des puissances réactives produites par les barres de génération et permettant aussi de limiter les variations de tension sur ces dernières. Aussi, il est recommandé de trouver une façon d'accélérer le temps d'exécution des OPF ainsi que le temps de génération des équations pour ces derniers. Enfin, il serait également intéressant de mettre à l'essai le RSCT sur le réseau d'Hydro-Québec divisé en zones avec un contrôle local dans chacune d'elle.

RECOMMANDATIONS

À partir du travail effectué dans ce mémoire, il est possible de réaliser que les contrôles développés pourraient être améliorés. Comme mentionné précédemment, les tensions sur les barres de charge perturbées ne sont pas régulées aussi bien que désirées sur le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Or, ceci est plus dû au manque de représentabilité des nœuds pilotes aux barres de charge de leur zone respective. Il serait intéressant de refaire les simulations, mais en utilisant de meilleurs nœuds pilotes. Ces nœuds pilotes pourraient être trouvés en augmentant la quantité recherchée ou en améliorant l'algorithme de recherche de sorte à accorder plus d'importance à la représentabilité des nœuds pilotes. Une autre méthode de sélection de nœuds pilotes qui pourrait être intéressante à explorer est celle utilisant le principe des barycentres. Cette dernière méthode a davantage été mise à l'essai par un collègue de recherche en utilisant l'algorithme de classification « K-Medoids ». La différence majeure entre cette méthode et celle utilisée dans la présente recherche réside dans le fait que la méthode utilisant l'algorithme de classification « K-Medoids » fait usage de la distance électrique alors que la méthode de recherche globale ne l'utilise pas. Ce qui fait en sorte que l'algorithme de classification « K-Medoids » aurait tendance à mieux considérer le critère d'observabilité dans les nœuds pilotes choisis comparativement à la méthode de recherche globale.

La modélisation faite pour une zone d'un réseau électrique dans un fichier « common format » pourrait être améliorée en incorporant dans le modèle la modélisation des puissances actives et réactives des zones avoisinantes. Ceci permettrait de mieux tenir compte des interactions entre des zones voisines dans les contrôles locaux faits avec des OPF. Par contre, dans ce cas, il faudrait considérer dans l'optimisation effectuée la fonction objectif complète de l'équation (4.5) et toutes les contraintes de l'équation (4.8). Au niveau des divisions obtenues dans les réseaux électriques étudiés, comme mentionné précédemment, il est normal que les méthodes de division employées n'aient pas donné des zones complètement isolées. En fait, aucune méthode de division typique ne peut le faire. Or, comme travail futur, il serait intéressant de trouver une façon d'ajouter un algorithme dans

les méthodes de division utilisées qui permettrait de limiter encore davantage les interactions entre les zones résultantes.

Pour le réseau d'Hydro-Québec, la division du réseau pourrait être refaite en utilisant les données de toutes les barres du réseau de façon à valider les divisions obtenues avec juste les barres numérotées 3XX et 7XX. Également, il serait intéressant de vérifier le contrôle en utilisant tous les éléments de contrôle disponibles normalement dans le réseau d'Hydro-Québec pour mieux évaluer la régulation avec un RSCT utilisant ces éléments. Aussi, concernant les RSCT développés, ces derniers pourraient être améliorés en ajoutant dans les fonctions objectif utilisées par les OPF la possibilité de limiter les puissances réactives et les variations de tensions sur les barres de génération de sorte à obtenir des RSCT plus complets. Par ailleurs, il serait intéressant d'utiliser un outil logiciel d'optimisation pour effectuer l'optimisation de la fonction objectif complète de l'équation (4.5) avec toutes les contraintes de l'équation (4.8). Pour les programmes concernés, la programmation pourrait être améliorée de sorte à accélérer le temps d'exécution des OPF ainsi que le temps de génération d'équations pour ces derniers. Enfin, un autre algorithme de discrétisation de valeurs shunts serait intéressant à développer pour mieux limiter l'utilisation des générateurs dans le contrôle.

ANNEXE I

CHANGEMENTS APPORTÉS AU RÉSEAU D'IEEE DE 118 NŒUDS

La version modifiée du réseau d'IEEE de 118 nœuds modélise comme barres de génération seulement les barres suivantes :

- barre #12,
- barre #26,
- barre #31,
- barre #46,
- barre #49,
- barre #54,
- barre #59,
- barre #61,
- barre #65,
- barre #66,
- barre #80,
- barre #87,
- barre #100,
- barre #103,
- barre #111.

Il est à noter que la barre #69 est toujours la barre d'équilibre.

ANNEXE II

THÉORIE GÉNÉRALE SUR L'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

L'écoulement de puissance est un outil qui est utilisé par les ingénieurs pour effectuer différentes analyses sur les réseaux électriques. L'écoulement de puissance permet aussi l'étude de la stabilité du réseau électrique ou encore la planification à court, moyen et long terme de l'exploitation du réseau électrique dans le but d'améliorer la fiabilité du service comme le souligne Lagacé (2011). En somme, l'écoulement de puissance consiste à effectuer l'optimisation d'une fonction objectif permettant de déterminer les tensions, les angles ainsi que les puissances actives et réactives au début du régime permanent suite à un état initial ou à un changement dans la configuration physique d'un réseau électrique. Les écoulements de puissance peuvent être effectués à partir de différentes méthodes d'optimisation. En effet, parmi les algorithmes d'optimisation classiques pour l'écoulement de puissance, il est possible d'utiliser la méthode de Runge-Kutta, de Gauss-Seidel ou encore la méthode de Newton-Raphson.

Dans le cadre de la recherche, la méthode d'optimisation de Newton-Raphson est utilisée. D'après Richardot (2006), les équations suivantes montrent les relations qu'il y a entre la puissance active et réactive sur une barre, et avec la tension sur tous les nœuds dans un réseau électrique :

$$P_i = \sum_{j=1}^N V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{A II-1})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^N V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{A II-2})$$

où P_i et Q_i sont respectivement la puissance active et réactive au nœud i . Aussi, V_i et δ_i sont respectivement le module et l'angle de phase de la tension au nœud i . Finalement, Y_{ij} et θ_{ij} sont respectivement le module et l'argument de l'élément (i,j) de la matrice d'admittance. Il

faut également noter que N est le nombre de nœuds. Toujours d'après Richardot (2006), à partir de dérivés partielles faites sur les équations précédentes, le modèle suivant pour l'écoulement de puissance peut être obtenu :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \partial P / \partial \delta & \partial P / \partial V \\ \partial Q / \partial \delta & \partial Q / \partial V \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (\text{A II-3})$$

où les coefficients de la matrice Jacobienne sont, avec $i \neq j$:

$$\partial P_i / \partial \delta_i = V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \sin(\theta_{ii}) - Q_i \quad (\text{A II-4})$$

$$\partial P_i / \partial \delta_j = V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (\text{A II-5})$$

$$\partial P_i / \partial V_i = V_i \cdot Y_{ii} \cdot \cos(\theta_{ii}) + P_i / V_i \quad (\text{A II-6})$$

$$\partial P_i / \partial V_j = V_i \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (\text{A II-7})$$

$$\partial Q_i / \partial \delta_i = -V_i^2 \cdot Y_{ii} \cdot \cos(\theta_{ii}) + P_i \quad (\text{A II-8})$$

$$\partial Q_i / \partial \delta_j = -V_i \cdot V_j \cdot Y_{ij} \cdot \cos(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (\text{A II-9})$$

$$\partial Q_i / \partial V_i = V_i \cdot Y_{ii} \cdot \sin(\theta_{ii}) + Q_i / V_i \quad (\text{A II-10})$$

$$\partial Q_i / \partial V_j = V_i \cdot Y_{ij} \cdot \sin(\theta_{ij} + \delta_i - \delta_j) \quad (\text{A II-11})$$

Un écoulement de puissance peut être résolu en utilisant la méthode de Newton-Raphson ou n'importe quelle autre méthode. Le tableau suivant, inspiré du tableau montré dans le

document de Lagacé (2011), montre les valeurs qui sont fixées et variables pour chaque type de barre dans un réseau électrique :

Tableau-A II-1 Valeurs fixes et changeantes pour chaque type de barre

Type de barre	Valeurs fixées	Valeurs variables
Barre d'équilibre	$ V_1 \quad \theta_1$	$P_1 \quad Q_1$
Barre de génération	$ V_2 \quad P_2$	$\theta_2 \quad Q_2$
Barre de charge	$P_3 \quad Q_3$	$ V_3 \quad \theta_3$

Comme expliqué par Lagacé (2011), la méthode de Newton-Raphson consiste à résoudre les deux équations suivantes :

$$[\Delta\delta, \Delta|V|]^T = -J \backslash [P, Q]^T \quad (\text{A II-12})$$

$$[\delta, |V|]^T = [\delta, |V|]^T + [\Delta\delta, \Delta|V|]^T \quad (\text{A II-13})$$

L'angle de phase utilisé dans les méthodologies proposées pour la division d'un réseau électrique dans le chapitre 2 est représenté par δ dans les équations précédentes. Les méthodologies impliquent l'ajout de puissance réactive sur une barre et d'observer comment les autres barres sur le réseau électrique réagissent à la perturbation. Comme il peut être observé dans les équations (A II-8) et (A II-9), il existe une relation entre la puissance réactive sur un nœud i et l'angle de phase sur la barre j . Par conséquent, il est possible d'observer l'effet des valeurs des angles de phase sur les barres avoisinant la barre perturbée. Dépendamment de la réaction des barres au niveau de l'angle de phase, les méthodologies proposées dans le chapitre 2 classifient les barres similaires selon la variation d'angles.

ANNEXE III

DIVISIONS OBTENUES POUR CHAQUE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ÉTUDIÉ

Les tableaux qui suivent listent les barres choisies dans chaque division obtenue pour chacun des réseaux électriques étudiés. Il est à noter que pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds, les divisions obtenues dans la Figure 2.4 ont été utilisées tout au long de la recherche.

Tableau-A III-1 Barres choisies dans chaque division pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds (Figure 2.4)

Zone	Ensemble de barres choisies
Zone I	[1, 2, 3, 9, 17, 18, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 37, 38, 39]
Zone II	[4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14]
Zone III	[15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 33, 34, 35, 36]

Tableau-A III-2 Barres choisies dans chaque division pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds (Figure 2.5)

Zone	Ensemble de barres choisies
Zone I	[1, 2, 3, 17, 18, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 37, 38, 39]
Zone II	[4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14]
Zone III	[15, 16, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 33, 34, 35, 36]

Tableau-A III-3 Barres choisies dans chaque division pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds (Figure 2.6)

Zone	Ensemble de barres choisies
Zone I	[1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 72, 113, 114, 115, 117]
Zone II	[44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 73, 74, 75, 76, 81, 116, 118]
Zone III	[77, 78, 79, 80, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109, 110, 111, 112]

Tableau-A III-4 Barres choisies dans chaque division pour le réseau d'Hydro-Québec (Figure 5.1)

Zone	Ensemble de barres choisies
Zone I	[301, 302, 308, 315, 319, 326, 350, 701, 702, 707, 708, 715, 719, 730, 755, 770, 784]
Zone II	[303, 304, 317, 703, 704, 717, 718, 790]
Zone III	[305, 306, 307, 309, 310, 312, 327, 341, 342, 705, 706, 709, 710, 760]
Zone IV	[313, 713, 714, 731, 780, 782, 783]
Zone V	[320, 324, 361, 720, 722, 723, 724, 749]

ANNEXE IV

DÉDUCTION DE LA FONCTION OBJECTIF UTILISÉE POUR LA DÉTERMINATION DES SUSCEPTANCES

Comme mentionné dans la section 4.3.4, les OPF utilisés dans le contrôle pour déterminer les susceptances à ajouter sur les barres de charge concernées font usage de la fonction objectif suivante :

$$F = k \cdot \sum_{n \in \alpha_p} (V_n - V_{ref_n})^2 + \sum_{n \in \alpha_{sh}} (B_n)^2 \quad (\text{A IV-1})$$

La Figure-A IV-1 illustre le petit réseau complexe utilisé pour déduire l'équation (A IV-1) :

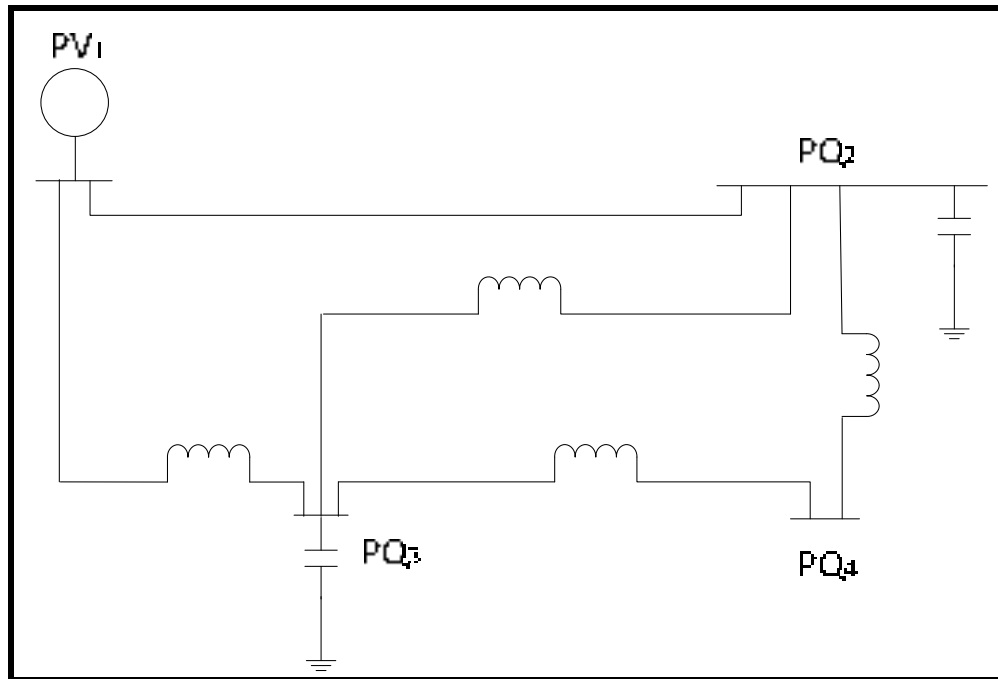


Figure-A IV-1 Petit réseau complexe utilisé pour déduire l'équation (A IV-1)

En utilisant seul l'objectif de la minimisation de la déviation de tensions sur les barres pilotes, un OPF ne peut pas trouver de solutions lorsque plusieurs barres de charge situées proches des nœuds pilotes sont utilisées comme éléments de contrôle. En fait, lors des essais sur le petit réseau complexe, l'OPF ne trouve pas de solution lorsque les susceptances des barres PQ₂ et PQ₃ sont utilisées comme éléments de contrôle. Par contre, en ajoutant une minimisation des valeurs de susceptance, l'OPF trouve une solution. Or, la solution trouvée accorde trop d'importance à cette dernière minimisation et ne permet pas de limiter les déviations de tensions sur les nœuds pilotes. Pour pallier à ce problème, il a été trouvé qu'en imposant une pondération très élevée sur l'objectif de la minimisation de la déviation de tension, l'OPF trouve une solution qui emmène les tensions des barres pilotes aux valeurs désirées. Pour les réseaux traités dans le cadre de la recherche, la valeur de k peut être de 10^7 ou de 10^8 . La valeur élevée de k est normale puisque lorsque la minimisation de la déviation de tension est presque atteinte, la valeur de cet objectif est très basse et elle doit être davantage plus grande que celle de la minimisation des valeurs de susceptance pour bien réaliser le contrôle. Ainsi, la fonction objectif consiste virtuellement à ne minimiser que la déviation de tension sur les barres pilotes. Une pondération très petite a aussi été essayée sur la minimisation des valeurs de susceptance en ne changeant pas la pondération de l'objectif principal. Or, des problèmes numériques avec des matrices singulières apparaissent lors de l'exécution de l'OPF dans ce cas.

Le problème de convergence de l'OPF survient également lorsque les barres de charge PQ₁ et PQ₂ sont remplacées par des barres de génération et qu'elles sont toujours utilisées comme éléments de contrôle. Il est à noter que ce problème est évité dans la génération des équations pour l'OPF utilisant seulement les barres de génération comme éléments de contrôle en ne choisissant que les barres de génération localisées à proximité des nœuds pilotes. Or, ceci est seulement fait pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds et pour le réseau modifié d'IEEE de 118 nœuds. Ne pouvant pas appliquer cette astuce pour le réseau d'Hydro-Québec à cause de la manière dont les nœuds pilotes ont été choisis, seuls les OPF s'occupant des barres de charge avec shunts ont été utilisés dans le contrôle fait pour ce réseau.

ANNEXE V

PROGRAMMATION FAITE SUR SIMULINK

La Figure-A V-1 illustre la modélisation typique effectuée sur « Simulink »:

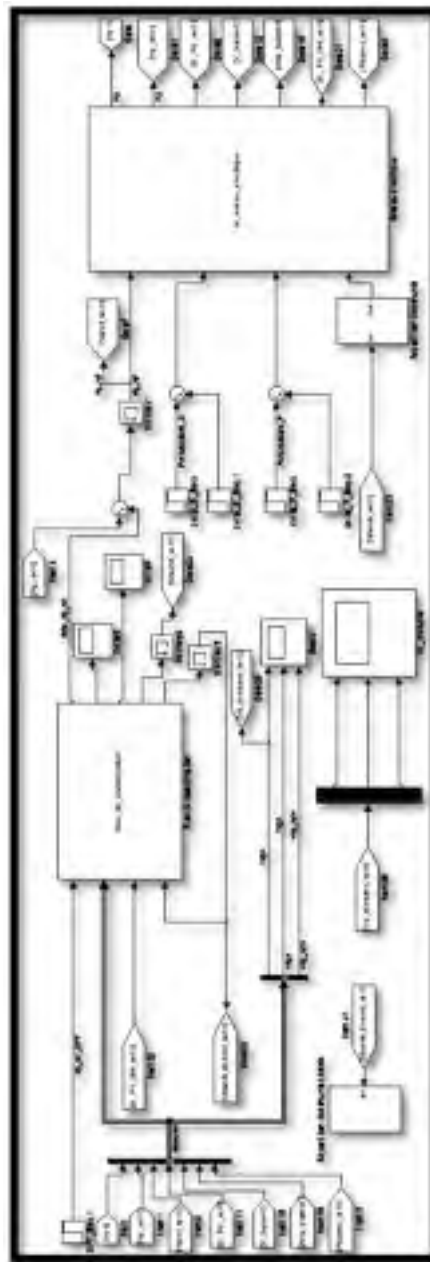


Figure-A V-1 Modélisation typique effectuée sur « Simulink »

Il est à noter que « Simulink » est une composante du logiciel « Matlab ». Les RSCT développés ont été mis à l'essai à l'aide de cette composante. La modélisation effectuée sur « Simulink » est très semblable à la structure illustrée dans la Figure 4.2. En fait, la modélisation « Simulink » illustrée correspond au cas où le réseau électrique complet est considéré comme une seule zone. Par contre, dans le cas où le réseau est divisé en plusieurs zones, la modélisation comprend autant de blocs de coordination qu'il y a de zones et un seul bloc représentant le réseau électrique. D'ailleurs, dans ce cas avec des OPF comme contrôle, les OPF utilisés dans chaque bloc de coordination ne font que traiter la zone concernée. Ceci implique que des fichiers « common format » pour chaque zone du réseau doivent être utilisés pour la génération des équations d'écoulement de puissance avec l'outil programmé de génération d'équations décrit dans la section 4.3.4. De plus, dans le cas où la zone ne contient pas originalement une barre d'équilibre, la barre de génération de la zone ayant la plus grande capacité en puissance réactive est transformée en barre d'équilibre.

Dans la Figure-A V-1, il est possible d'observer les différentes mesures prises dans le bloc « réseau électrique » qui sont ensuite envoyées au bloc de coordination. Il est possible également de noter que les valeurs des termes ΔV_G^{ref} et Q_{sh}^{ref} , respectivement « delta_Vg_ref » et « Shunts_set1 » dans la Figure-A V-1, calculées par le bloc de coordination sont transférées au bloc « réseau électrique ». Par ailleurs, le réseau électrique est simulé à l'aide du programme « nr » du professeur Pierre Jean Lagacé. En fait, le bloc « réseau électrique » exécute le programme « nr » pour effectuer l'écoulement de puissance du réseau électrique traité. Il est à noter que cette intégration du programme « nr » dans un bloc « s-function » a été faite par un collègue de recherche. Aussi, il est possible de noter dans la modélisation « Simulink » les blocs « delta_Q_step » et « delta_P_step » qui permettent de simuler des perturbations en puissance réactive/active sur des barres dans le réseau électrique simulé.

Pour les simulations effectuées avec la composante « Simulink » du logiciel « Matlab », il a été assumé que 60 s de temps de simulation était suffisant pour réaliser le contrôle et pour stabiliser le réseau électrique. D'ailleurs, selon la littérature, le RSCT intervient presque à la

minute près. Or, il est à noter que la composante « Simulink » du logiciel « Matlab » s'assure que l'exécution de chaque bloc « s-function » est complétée avant de passer au bloc suivant. Donc, même si 60 s se sont écoulées, si un bloc « s-function » n'a pas fini d'être exécuté, la prochaine itération de 60 s sera effectuée une fois tous les blocs exécutés pour l'itération courante. Il est aussi important de noter que seul le régime permanent est simulé et que le régime transitoire n'est donc pas visible dans les simulations. Dans ce cas, peu importe le temps de simulation utilisé par itération, la réaction du réseau électrique en régime permanent est toujours valable dans les simulations. Par contre, cette réaction est seulement valable s'il est assumé que le réseau électrique a eu le temps de réagir complètement avant la prochaine intervention du RSCT.

Un « système de protection » a aussi été ajouté dans les blocs de coordination pour empêcher l'envoi de consignes aberrantes au niveau des valeurs shunts et des consignes de tension sur les générateurs. Essentiellement, si le bloc de coordination détecte que les valeurs trouvées sont aberrantes, ces dernières ne sont pas envoyées au réseau électrique. Dans ce cas, des valeurs nulles sont envoyées comme valeurs calculées pour les termes ΔV_G^{ref} et Q_{sh}^{ref} . Cependant, malgré cette protection, le réseau électrique peut toujours diverger si les termes nuls envoyés déstabilisent le réseau électrique. Par contre, ceci arrive moins souvent que sans ce système de protection. En effet, sans ce système, il arrive parfois que le réseau électrique diverge complètement lorsqu'un des OPF diverge lors de la recherche des valeurs shunts ou des tensions à avoir sur les barres de génération. Avec le système de protection, il y a plus de chance de reprendre le contrôle de la régulation des tensions sur les nœuds pilotes. Cependant, ce système n'empêche pas nécessairement que les tensions sur les nœuds pilotes ou sur les barres de génération soient temporairement trop élevées pour la capacité des barres concernées. Enfin, il est à noter que le système de protection pour les valeurs shunts est plus utile dans le cas où celles-ci ne sont pas discrétisées. En effet, la fonction de discrétisation développée et utilisée dans la recherche limite déjà les valeurs shunts, comme expliqué dans la section 4.3.4.

Pour le système de protection développé, il a été décidé que des consignes de tension sur les générateurs plus grandes que 2 pu ou plus petites que -2 pu sont trop extrêmes et que des corrections nulles doivent être envoyées en ce moment au réseau électrique. De même, si l'OPF diverge et ne trouve aucune valeur numérique au problème, des corrections nulles sont également envoyées. Quant aux valeurs shunts, si elles sont plus grandes que 10 pu ou plus petites que -10 pu, des valeurs shunts nulles sont envoyées au réseau électrique. Aussi, si l'OPF concerné diverge et ne trouve aucune valeur numérique au problème, des corrections nulles sont envoyées. Il est à noter que dans les simulations montrées dans le présent mémoire, les OPF n'ont pas divergé.

ANNEXE VI

APPLICATION D'UN RSCT SIMPLE AVEC PLUSIEURS NŒUDS PILOTES PAR ZONE SUR LE RÉSEAU D'IEEE DE 39 NŒUDS

Une autre série de simulations a aussi été effectuée pour le réseau d'IEEE de 39 nœuds, mais cette fois-ci un système de contrôle utilisant plus de nœuds pilotes a été utilisé. Encore une fois, les générateurs sont initialisés aux valeurs indiquées dans le fichier « common format » du réseau étudié. Le réseau mis à l'essai est structuré tel qu'illustré dans la Figure 3.3. Les paramètres de l'étude sont indiqués dans les tableaux suivants :

Tableau-A VI-1 Caractéristiques du contrôle réalisé dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds avec plusieurs nœuds pilotes par zone

Zones	Nœuds pilotes	Barres de génération utilisées	Barres ayant des shunts	Tensions à maintenir (pu)
Zone I	[2, 25, 29]	[30, 37, 38]	[1, 26, 28]	[1,0183 1,0275 1,0204]
Zone II	[11]	[32]	[6, 10, 12]	[0,95835]
Zone III	[19, 20, 22]	[33, 34, 35]	[16, 21, 23]	[0,98976 0,98703 1,0214]

Tableau-A VI-2 Perturbations effectuées dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds avec plusieurs nœuds pilotes par zone

Zones	Barre perturbée	Puissance ajoutée	Appliquée après
Zone I	#18	+100 MVAR et +50 MW	600 s
	#18	+100 MVAR et +50 MW	660 s
	#18	+100 MVAR et +50 MW	720 s
	#18	-150 MVAR et -75 MW	1200 s
Zone II	#7	+100 MVAR et +50 MW	600 s
	#7	+100 MVAR et +50 MW	660 s
	#7	+100 MVAR et +50 MW	720 s
	#7	-150 MVAR et -75 MW	1200 s
Zone III	#24	+100 MVAR et +50 MW	600 s
	#24	+100 MVAR et +50 MW	660 s
	#24	+100 MVAR et +50 MW	720 s
	#24	-150 MVAR et -75 MW	1200 s

La localisation des barres de charge ayant des shunts est illustrée dans la Figure-A VI-1 :

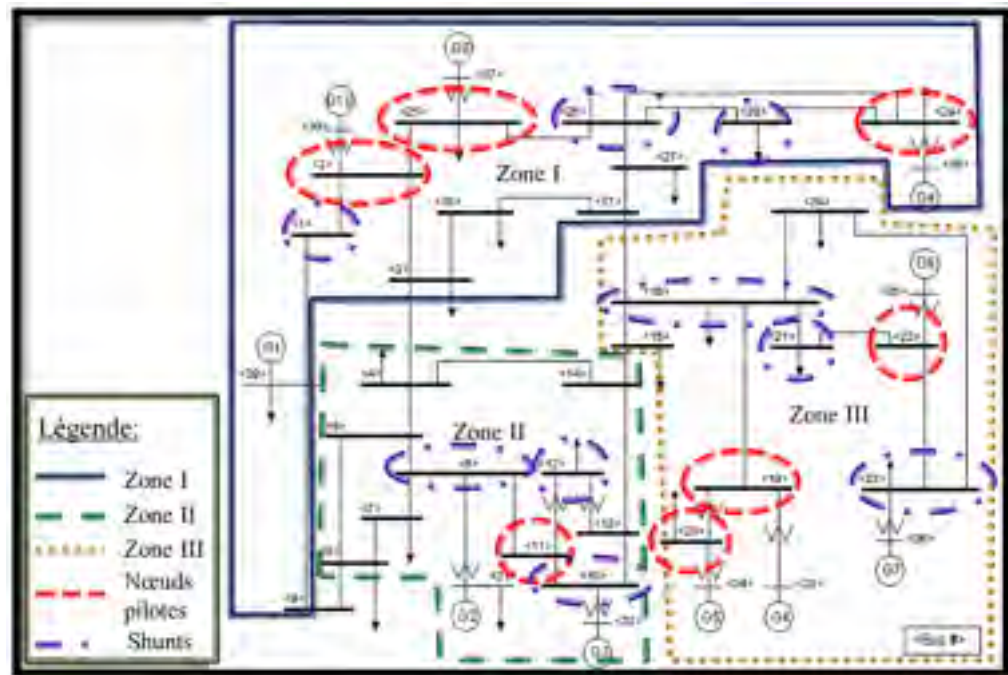


Figure-A VI-1 Localisation des shunts dans le réseau d'IEEE de 39 nœuds lorsque chaque zone comprend trois nœuds pilotes ou moins

Les perturbations étant plus importantes comparativement à celles faites dans la section 4.4.2, la plage de valeurs que peuvent prendre les shunts a été changée de sorte à ce que ces derniers puissent varier de manière discrète de -2 pu à +2 pu. Les Figures A VI-2 à A VI-7 illustrent la variation de tension sur les nœuds pilotes, sur les générateurs et sur les barres de charge ainsi que la variation de certaines valeurs shunts désirées dans chaque zone :

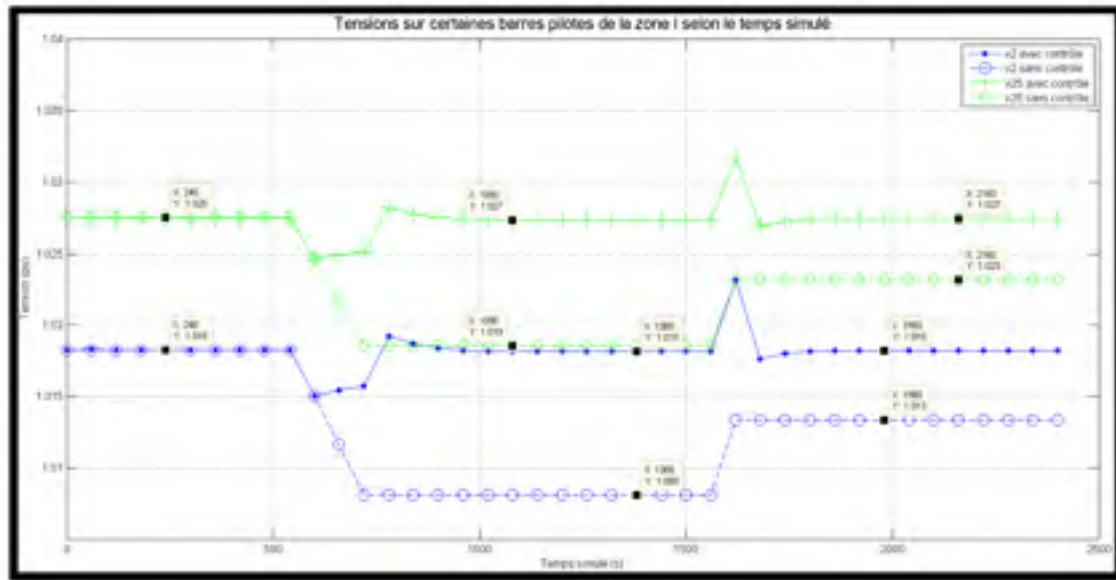


Figure-A VI-2 Tensions sur certains nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes (zone I)

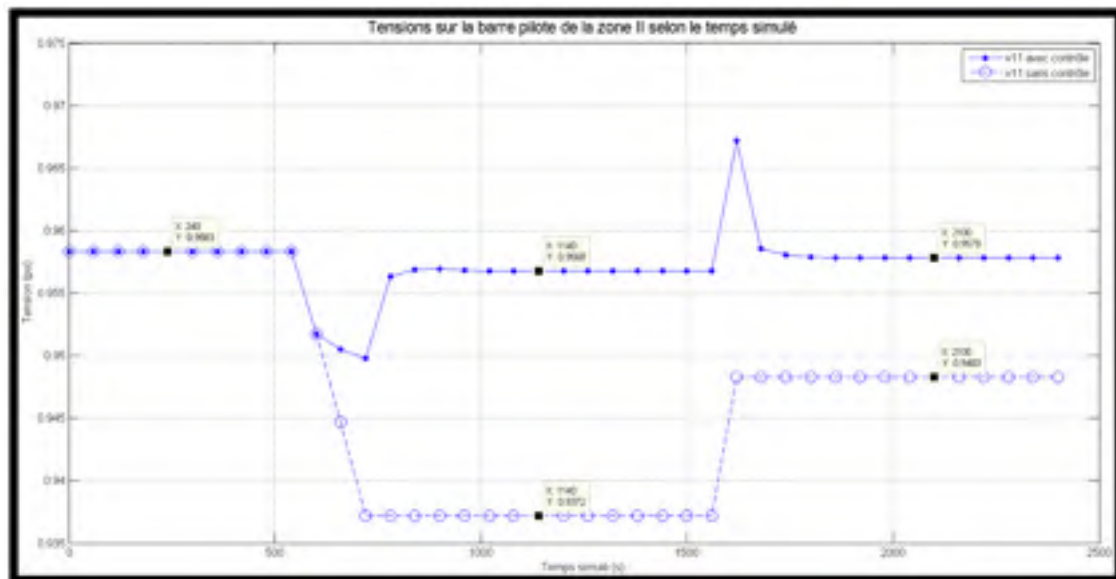


Figure-A VI-3 Tensions sur les nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes (zone II)

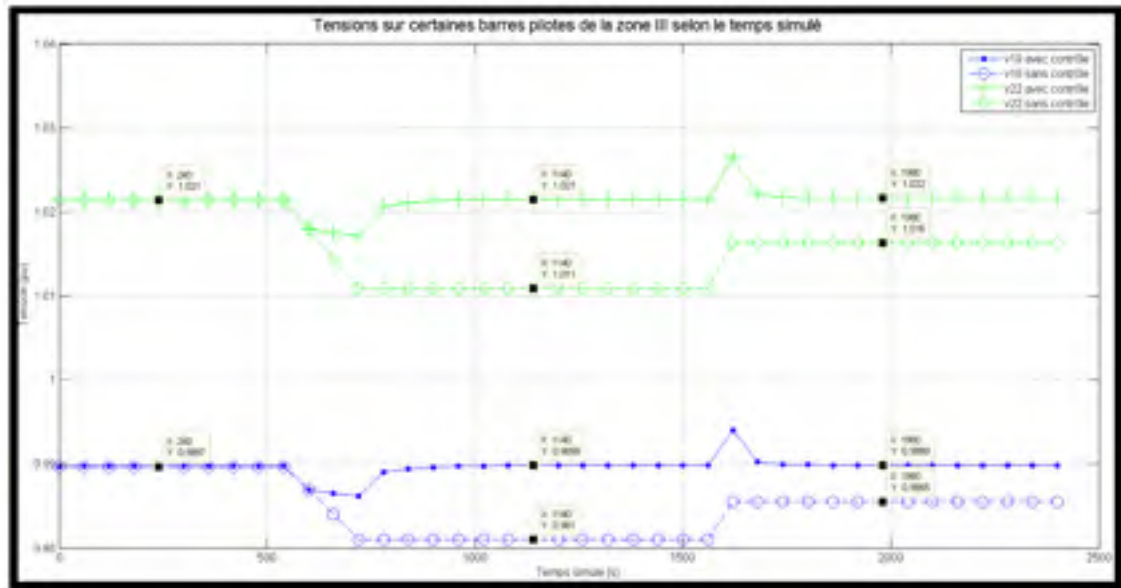


Figure-A VI-4 Tensions sur certains nœuds pilotes selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes (zone III)

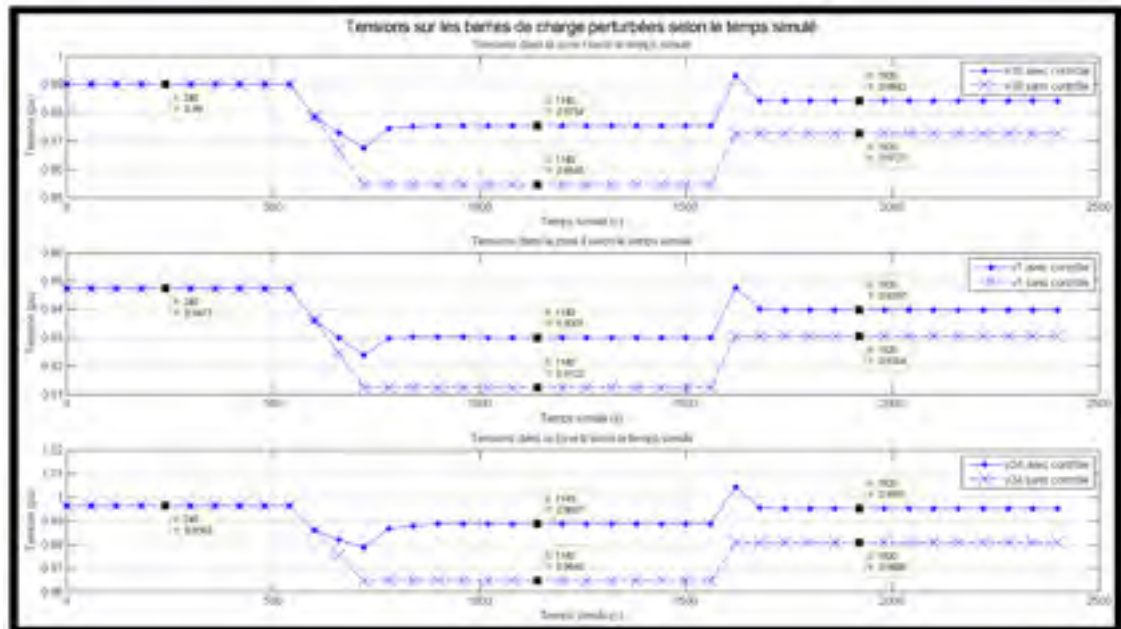


Figure-A VI-5 Tensions sur les barres de charge perturbées selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes

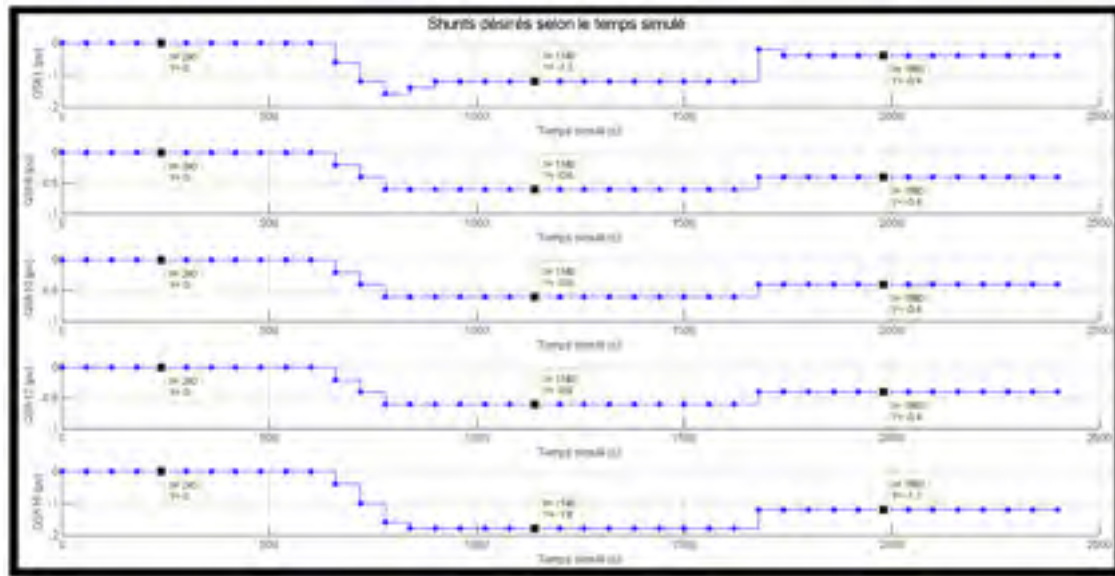


Figure-A VI-6 Valeurs shunts désirées selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes

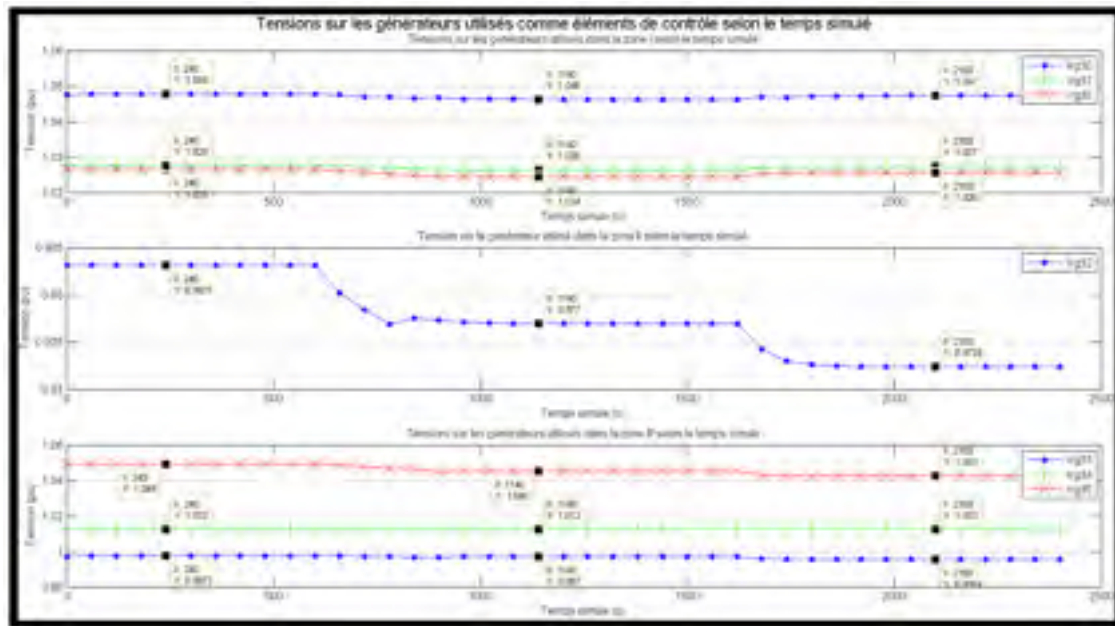


Figure-A VI-7 Tensions sur les générateurs utilisés selon le temps simulé avec un RSCT ayant plus de nœuds pilotes

Il est à noter que la valeur shunt sur la barre #28 (non-illustrée) a été maintenue nulle tout le long de la simulation. À partir de ces figures, il est possible de constater que les tensions sur les nœuds pilotes sont bien régulées pour les trois zones. Encore une fois, les shunts ne sont activés que lorsque les perturbations sont effectuées sur le réseau électrique. Au niveau des générateurs, la majorité n'est pratiquement pas sollicitée; les shunts utilisés arrivent à réguler amplement les tensions sur les nœuds pilotes. Enfin, les tensions sur les barres de charge perturbées sont bien représentées par les nœuds pilotes pour les trois zones. En effet, sur ces barres, les tensions sont proches de leurs tensions initiales avec le contrôle effectué. Par ailleurs, comparativement à la Figure 4.11, la Figure-A VI-5 montre que les barres perturbées sont mieux régulées avec plus de nœuds pilotes dans chaque zone et ce, même avec des perturbations plus grandes et incluant des puissances actives. Ceci est normal puisqu'il est plus facile de « capturer » des perturbations plus locales avec plusieurs nœuds pilotes qu'avec un seul par zone.

LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Ahmidi, Amir. 2010. « Participation des parcs de production éolienne au réglage de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux électriques ». Thèse de doctorat en génie électrique, Lille, École Centrale de Lille, 190 p.
- Audette, L., G. Gaba, F. Guillemette, F. Lafrance et P. J. Lagacé. 2001. *Manuel d'utilisation : Logiciel de répartition de puissance RP600*. Hydro-Québec, Direction principale Recherche et Développement - Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ), 188 p.
- Beale, Mark Hudson, Martin T. Hagan et Howard B. Demuth. 2010. « Neural Network Toolbox™ 7: User's Guide ». En ligne, accès limité. 951 p.
<<http://www.mathworks.com/help/releases/R2010b/index.html>>. Consulté le 23 février 2011.
- Blumsack, S., P. Hines, M. Patel, C. Barrows et E. Cotilla Sanchez. 2009. « Defining Power Network Zones from Measures of Electrical Distance ». In *IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09*. (Calgary, 26-30 juillet 2009), p. 1-8. IEEE.
- Conejo, A. et M. Aguilar. 1996. « A nonlinear approach to the selection of pilot buses for secondary voltage control ». *Fourth International Conference on Power System Control and Management (Conf. Publ. No. 421)*, (Londres, 16-18 avril 1996), p.191-195. IEEE.
- Conejo, A. et M.J. Aguilar. 1998. « Secondary voltage control: Nonlinear selection of pilot buses, design of an optimal control law, and simulation results ». *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, n° 1, (janvier), p.77-81.
- Conejo, A., J.I. de la Fuente et S. Göransson. 1994. « Comparison of Alternative Algorithms to Select Pilot Buses for Secondary Voltage Control in Electric Power Networks ». In *Proceedings, 7th Mediterranean Electrotechnical Conference, 1994*. (Antalya, 12-14 avril 1994), p.940-943, vol. 3. IEEE.
- Corsi, Sandro, Massimo Pozzi, Carlo Sabelli et Antonio Serrani. 2004. « The Coordinated Automatic Voltage Control of the Italian Transmission Grid - Part I: Reasons of the Choice and Overview of the Consolidated Hierarchical System ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no 4, (novembre), p.1723-1732.
- Erbaşu, Andreea, A. Berizzi, M. Eremia et C. Bulac. 2005. « Implementation studies of Secondary Voltage Control on the Romanian power grid ». In *2005 IEEE Russia Power Tech*. (Saint-Petersbourg, 27-30 juin 2005), p. 1-7. IEEE.

- Freeman, James A. et David M. Skapura. 1991. *Neural Networks: Algorithms, Applications, and Programming Techniques*, 1^{ère} édition. Coll. « Computation and Neural Systems Series ». États-Unis d'Amérique : Addison-Wesley Publishing Company, Inc., 401 p.
- Groupe de travail sur le « common format ». 1973. « Common Format For Exchange of Solved Load Flow Data ». *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, n° 6, (novembre), p. 1916-1925.
- Haykin, Simon. 2009. *Neural Networks and Learning Machines*, 3^e édition. Upper Saddle River: Pearson Education, Inc., 906 p.
- Hydro-Québec. 2010. « Grands équipements ». En ligne. 1 p.
<http://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/pdf/carte_reseau.pdf>. Consulté le 10 mars 2013.
- IIT Power Group. 2003. « One-line Diagram of IEEE 118-bus Test System ». En ligne. 1 p.
<http://www.geocities.jp/ps_dictionary/simulation/IEEE118bus_figure.pdf>. Consulté le 25 mai 2011.
- Kohonen, Teuvo, Erkki Oja, Olli Simula, Ari Visa et Jari Kangas. 1996. « Engineering Applications of the Self-Organizing Map ». *Proceedings of the IEEE*, vol. 84, n° 10, (octobre), p. 1358-1384.
- Kundur, Prabha. 1994. *Power System Stability and Control*, 1^{ère} édition. Coll. « Power System Engineering Series ». États-Unis d'Amérique: McGraw-Hill, Inc., 1176 p.
- Lagacé, Pierre Jean. 2011. « Programme d'écoulement de puissance nr ». En ligne, accès limité. 84 p. <<https://cours.etsmtl.ca/enr840>>. Consulté le 25 mars 2011.
- Lagonotte, P., J.C. Sabonnadière, J.Y. Léost et J.P. Paul. 1989. « Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, n° 2, (mai), p. 479-486.
- Langari, Reza et Yen John. 1995. « Introduction to Fuzzy Logic Control ». In *Industrial Applications of Fuzzy Logic and Intelligent Systems*, sous la direction de Zadeh, Lotfi A., 1^{ère} édition, p.3-39. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- Lefebvre, H., D. Fragnier, J.Y. Boussion, P. Mallet et M. Bulot. 2000. « Secondary Coordinated Voltage Control System: Feedback of EDF ». In *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*. (Seattle, 16 – 20 juillet 2000), p. 290-295, vol. 1. IEEE.

- Martins, N., J.C.R. Ferraz, S. Gomes Jr., P.E.M. Quintao et J.A. Passos. 2001. «A Demonstration Example of Secondary Voltage Regulation: Dynamic Simulation and Continuation Power Flow Results». In *2001 Power Engineering Society Summer Meeting*. (Vancouver, 15 – 19 juillet 2001), p. 791-796, vol. 2. IEEE.
- Mehrotra, Kishan, Chilukuri K. Mohan et Sanjay Ranka. 1997. *Elements of Artificial Neural Networks*, 1^{ère} édition. Coll. « Complex Adaptive Systems ». Cambridge: Massachusetts Institute of Technology, 344 p.
- Mendelsohn, Lou. 1993. « Preprocessing Data for Neural Networks ». *Technical Analysis of Stocks & Commodities*. En ligne. Vol. 11, n° 10, 5 p.
<http://www.tradertech.com/preprocessing_data.asp>. Consulté le 16 mars 2011.
- Mezquita, J., D. Asber, S. Lefebvre, M. Saad et P.J. Lagacé. 2011. « Power Network Partitioning with a Fuzzy C-Means ». In *Power and Energy Systems and Applications (PESA 2011)*. (Pittsburgh, 7 – 9 novembre 2011), p. 82-87. ACTA Press.
- Nizam, Muhammad. 2010. « Kohonen Neural Network Clustering for Voltage Control in Power Systems ». *TELKOMNIKA : Indonesian Journal of Electrical Engineering*, vol. 8, n° 2, (août), p.115-122.
- Richardot, Olivier. 2006. « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée ». Thèse de doctorat en génie électrique, Grenoble, Laboratoire d'Électrotechnique de Grenoble, 186 p.
- Richardot, O., Y. Bésanger, D. Radu et N. Hadjsaid. 2009. « Optimal Location of Pilot Buses by a Genetic Algorithm Approach for a Coordinated Voltage Control in Distribution Systems ». In *2009 IEEE Bucharest PowerTech*. (Bucarest, 28 juin – 2 juillet 2009), p. 1-7. IEEE.
- Ross, Timothy J. 2004. *Fuzzy Logic with Engineering Applications*, 2^e édition. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 628 p.
- Sancha, J. L., J. L. Fernández, A. Cortés et J. T. Abarca. 1996. « Secondary Voltage Control: Analysis, Solutions and Simulation Results for the Spanish Transmission System ». *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n° 2, (mai), p.630-638.
- Shaaban, M. 2008. « Improved Regional Coordination of Generation Voltage Control ». In *IEEE 2nd International Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008*. (Johor Bahru, 1-3 décembre 2008), p. 175-179. IEEE.
- Shahidehpour, Mohammad et Yaoyu Wang. 2003. *Communication and Control in Electric Power Systems: Applications of parallel and distributed processing*, 1^{ère} édition. Coll. « IEEE Press Power Engineering Series ». Hoboken: John Wiley & Sons, Inc, 534 p.

- Sheng, Gehao, Xiuchen Jiang, Dapeng Duan et Guangyu Tu. 2009. «Framework and implementation of secondary voltage regulation strategy based on multi-agent technology». *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 31, no 1, (janvier), p.67-77.
- The Mathworks, Inc. 2011. « Fuzzy Logic Toolbox™ 2: User's Guide ». En ligne, accès limité. 343 p. <http://www.mathworks.com/help/pdf_doc/fuzzy/fuzzy.pdf>. Consulté le 14 juillet 2011.
- Université du Wisconsin-Madison. Année de publication inconnue. « IEEE 10 Generator 39 Bus System ». En ligne. 7 p. <<http://sys.elec.kitami-it.ac.jp/ueda/demo/WebPF/39-New-England.pdf>>. Consulté le 28 février 2011.
- Valette, A., L. Loud et J. Huang. 2000. *Manuel d'utilisation de ST600*. Hydro-Québec, Logiciels de réseaux, Technologies de transport et de distribution, Direction principale Recherche et Développement – IREQ, 364 p.
- Wood, Allen J. et Bruce F. Wollenberg. 1996. *Power Generation Operation and Control*, 2^e édition. États-Unis d'Amérique: John Wiley & Sons, Inc., 569 p.
- Ye, Peng, Baogong Sun, Bin Yang, Xu Huang et Feng Sun. 2009. « An Optimal Power Flow Based Algorithm for Coordinated Secondary Voltage Control ». In *Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific*. (Wuhan, 27-31 mars 2009), p. 1-4. IEEE.

